

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Модернизация автоматизированной системы управления головной нефтеперекачивающей станции |

УДК 681.586-048.35:622.692.4.05

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| З-8Т31 | Черепанов Олег Игоревич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------|-------------------------------|---------|------|
| Руководитель ВКР | Нечаев Владимир Викторович | Вед. инж. ПАО «ФСК ЕЭС» | | |
| Руководитель ООП | Воронин Александр Васильевич | Доцент, к.т.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|---------------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ШИП | Шаповалова Наталья Владимировна | - | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент ИШХБМТ | Невский Егор Сергеевич | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Руководитель отделения АиР | Леонов Сергей Владимирович | к.т.н. | | |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) |
|-------------------------------------|---|
| <i>Профессиональные компетенции</i> | |
| P1 | Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения |
| P2 | Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. |
| P3 | Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств. |
| P4 | Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений. |
| P5 | Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств. |
| P6 | Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств. |
| P7 | Уметь выбирать и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств. |
| <i>Универсальные компетенции</i> | |
| P8 | Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий. |
| P9 | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам. |
| P10 | Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду. |
| P11 | Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности. |

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и
 производств
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------|
| З-8Т31 | Черепанов Олег Игоревич |

Тема работы:

| | |
|--|--|
| Модернизация автоматизированной системы управления головной нефтеперекачивающей станции | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Объектом исследования является магистральный насосный агрегат на нефтеперекачивающей станции.</p> |
|---|--|

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС</p> |
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Трехуровневая структура АС</p> |

| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
|---|--|
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна |
| Социальная ответственность | Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич |

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 26.02.2018 г. |
|---|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|-------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Вед. Инженер ПАО «ФСК ЕЭС» | Нечаев В.В. | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------------|----------------|-------------|
| 3-8Т31 | Черепанов Олег Игоревич | | |

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и роботехники
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов
и производств
Уровень образования-бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| бакалаврская работа |
|---------------------|

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2018 г. |
|--|---------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|---------------------------------------|
| 30.05.2018 г. | Основная часть | 60 |
| 04.05.2018 г. | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 20 |
| 04.05.2018 г. | Социальная ответственность | 20 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Учёная степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------|-------------|---------------------------|---------|------|
| Вед. Инженер | Нечаев В.В. | | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Руководитель ООП | ФИО | Учёная степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Воронин Александр Васильевич | К.Т.Н. | | |

Реферат

Пояснительная записка содержит 133 страниц машинописного текста, 27 таблиц, 34 рисунка, 1 список использованных источников из 18 наименований, 5 приложение.

Объектом исследования является ГНПС.

Цель работы– разработка автоматизированной системы управления ГНПС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Schneider Electric Modicon M340, с применением SCADA-системы InfinityLite1.0.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, АГРЕГАТНАЯ ЗАЩИТА, ЗАДВИЖКА С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, КОММУТАЦИОННЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ПРОТОКОЛ, SCADA-СИСТЕМА.





Содержание

| | |
|---|----|
| Цвета, используемые при проектировании экранных форм..... | 10 |
| Введение | 11 |
| 1. Техническое задание | 14 |
| 1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП..... | 14 |
| 1.2 Назначение и состав ГНПС..... | 15 |
| 1.3 Требования к автоматике ГНПС | 17 |
| 1.4 Требования к техническому обеспечению | 20 |
| 1.5 Требования к метрологическому обеспечению | 21 |
| 1.6 Требования к программному обеспечению | 21 |
| 1.7 Требования к математическому обеспечению | 22 |
| 1.8 Требования к информационному обеспечению | 22 |
| 2 Основная часть | 23 |
| 2.1 Описание технологического процесса | 23 |
| 2.1.1 Магистральный насосный агрегат | 26 |
| 2.2 Выбор архитектуры АС | 29 |
| 2.3 Разработка структурной схемы АС | 36 |
| 2.4 Функциональная схема автоматизации | 38 |
| 2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013..... | 39 |
| 2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA | 39 |
| 2.5 Разработка схемы информационных потоков ГНПС | 41 |
| 2.6 Выбор средств реализации ГНПС | 46 |
| 2.6.1 Выбор контроллерного оборудования ГНПС | 47 |
| 2.6.2 Выбор датчиков..... | 55 |
| 2.6.2.1 Выбор датчика-сигнализатора уровня | 55 |
| 2.6.2.2 Датчик температуры | 60 |

| | |
|--|----|
| 2.6.2.3 Датчик вибрации..... | 62 |
| 2.6.2.4 Датчик давления | 65 |
| 2.6.2.5 Нормирование погрешности канала измерения | 70 |
| 2.6.3 Выбор исполнительных механизмов | 72 |
| 2.7 Разработка схемы внешних проводок | 79 |
| 2.8 Выбор алгоритмов управления АС ГНПС | 80 |
| 2.8.1 Алгоритм сбора данных измерений | 81 |
| 2.8.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования.. | 82 |
| 2.8.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром | 85 |
| 2.9 Разработка программного обеспечения для программируемых логических контроллеров..... | 89 |
| 2.10 Экранные формы АС ГНПС | 90 |
| 2.10.1 Разработка дерева экранных форм | 91 |
| 2.10.2 Разработка экранных форм АС ГНПС | 91 |
| 2.10.2.1 Главное меню | 92 |
| 2.10.2.2 Область видеокadra..... | 94 |
| 2.10.2.3 Мнемознаки..... | 95 |
| 2.10.2.3.2 Мнемознак «Задвижка» | 96 |
| 3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности..... | 99 |
| 3.1.1 Анализ конкурентных технических решений | 99 |

| | |
|---|-----|
| 3.2 Планирование научно-исследовательских работ | 101 |
| 3.3 Бюджет научно-технического исследования | 105 |
| 3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..... | 109 |
| 4. Социальная ответственность..... | 112 |
| 4.1. Магистральный насосный агрегат | 113 |
| 4.2. Разработка Структурной схемы АС | 115 |
| 4.3. Схемы информационных потоков ГНПС..... | 117 |
| 4.4. Интерфейсы | 120 |
| Заключение..... | 121 |
| Список используемых источников..... | 122 |
| Приложение А | 124 |
| Приложение Б | 125 |
| Приложение В | 126 |
| Приложение Г | 127 |
| Приложение Д | 128 |

Цвета, используемые при проектировании экранных форм

| Цвет | Название | Значение |
|---|-------------|--------------------------------------|
|  | Зеленый | Нормальный режим работы |
|  | Красный | Авария |
|  | Оранжевый | Предельно допустимое значение/резерв |
|  | Темно-серый | Отключен |

Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека[9].

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В дальнейшем сфера применения автоматизации расширилась как на основные, так и на вспомогательные операции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления[7].

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забои горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Различают следующие основные этапы автоматизации[7]:

1. Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.

2. Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.

3. Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики оптимального управления.

Современный период технического развития характеризуется созданием и внедрением в промышленность автоматизированных систем управления (АСУ), промышленных роботов, а также гибких

производственных систем, объединяющих производственные центры, роботы и манипуляторы, ЭВМ в единую систему, обеспечивающую резкое повышение технико-экономических показателей за счет возможности автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач, роста производительности труда и качества продукции.

Целями выпускной квалификационной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

1. Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение транспортирования с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепроводного транспорта и предотвращение аварийных ситуаций;
- сокращение потерь при транспортировании и хранении;
- обеспечение качества поставляемых нефтей;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов и затрат;
- сокращение (до минимума) времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- централизованный контроль и управление технологическими процессами перекачки нефти из местного диспетчерского пункта (МДП);
- централизованный контроль и управление из МДП технологическими процессами вспомогательных систем;
- обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение эффективности технологических процессов на НПС;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

1.2 Назначение и состав ГНПС

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) располагается вблизи нефтяных сборных промыслов (МНП) или нефтеперерабатывающих заводов (МНПП) и предназначена для приема нефти с установок её подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод.

В состав ГНПС входят:

- узел подключения станции (УПС),
- площадка фильтров грязеуловителей (ФГУ),
- резервуарный парк (РП),
- подпорная насосная станция (ПНС),
- узел учёта нефти (УУН),
- магистральная насосная станция (МНС),
- камера регулирования давления (КРД).

Узел подключения станции состоит из:

- камеры приёма (пуска) очистных устройств (скребок)
- средств диагностики (диаскана),
- сигнализаторов прохождения скребка,
- трубозапорной арматуры,
- обратных клапанов.

Площадка фильтров грязеуловителей состоит из следующих основных элементов:

- 3-х фильтров (двух рабочих и одного резервного), установленных на фундаментах и находящихся в общем обваловании;

- технологической обвязки ФГУ (технологических трубопроводов);
- на технологических трубопроводах каждого фильтра смонтированы отсекающие задвижки (на входе и выходе фильтра);
- задвижка (и) для отключения узла ФГУ, с целью направления потока нефти по байпасной линии;
- на корпусе фильтра смонтированы манометры дифференциальные, для отображения перепадов давления до и после фильтров;
- дренаж нефти из корпуса фильтров (каждого в отдельности), для производства ремонтных работ.

В состав резервуарного парка входят задвижки на приемных и раздаточных патрубках резервуара и три наземных вертикальных стальных резервуара, которые оснащены следующим оборудованием:

- верхний световой люк,
- вентиляционный патрубок,
- механический дыхательный клапан,
- огневой предохранитель,
- замерный люк,
- прибор для замера уровня,
- нижний люк-лаз,
- сифонный кран,
- хлопушка,
- грузовой патрубок,
- перепускное устройство,
- подъёмник хлопушки,
- гидравлический предохранительный дыхательный клапан.

Подпорная насосная станция включает в себя:

- два подпорных насосных агрегата,
- задвижки на всасывании насосов,
- задвижки на нагнетании насосов.

Узел учета нефти состоит из:

- измерительной рабочей линии,
- измерительной контрольной линии,
- измерительной резервной линии,
- блока измерительных линий (БИЛ),
- блока измерений качества (БИК),
- турбопоршневой поверочной установки (ТПУ).

В состав магистральной насосной станции входят:

- четыре магистральных насосных агрегата,
- задвижки на всасывании насосов,
- задвижки на нагнетании насосов,
- обратные клапаны,
- система маслосмазки,
- система утечек нефти,
- система охлаждения,
- система вентиляции.

Камера регулирования давления имеет два контура регулирования:

- контур по приему НПС,
- контур по нагнетанию НПС.

В состав каждого контура входят:

- датчик давления,
- регулятор,
- задатчик.

1.3 Требования к автоматике ГНПС

Система автоматики ГНПС должна обеспечивать следующее:

- измерение:
 - 1) Давления на всасывании МНА;
 - 2) Давления нагнетания МНА;
 - 3) Вертикальной вибрации переднего подшипника МНА;
 - 4) Вертикальной вибрации заднего подшипника МНА;

- 5) Горизонтальной вибрации переднего подшипника МНА;
- 6) Температуры переднего подшипника МНА;
- 7) Температуры заднего подшипника МНА;
- 8) Температуры корпуса МНА;
- 9) Вибрации переднего подшипника ЭД;
- 10) Вибрации заднего подшипника ЭД;
- 11) Температуры переднего подшипника ЭД;
- 12) Температуры заднего подшипника ЭД;
- 13) Температуры сердечника и обмоток статора ЭД;
- 14) Температуры внутри корпуса ЭД;

– контроль дискретных параметров:

- 1) Отсутствия необходимого давления в системе маслоснабжения МНА;
- 2) Максимального давления в системе маслоснабжения МНА;
- 3) Отсутствия необходимого давления в системе водяного охлаждения ЭД;
- 4) Максимального давления в системе водяного охлаждения ЭД;
- 5) Отсутствия необходимого давления подпорной вентиляции в корпусе ЭД;
- 6) Отсутствия необходимого давления подпорной вентиляции в возбудителе ЭД;
- 7) Давление в клапане продувки ЭД;
- 8) Максимального уровня нефти в поплавковой камере системы контроля утечек торцевых уплотнений.

– управление:

- 1) задвижкой с электроприводом на выходе МНА;
- 2) задвижкой с электроприводом на входе МНА;

– индикацию:

- 1) измеряемых параметров на щите РСУ;

2) измеряемых и расчётных параметров на дисплее АРМ оператора по запросу оператора;

3) аварийных ситуаций на мнемосхеме с выдачей звукового сигнала аварии и пожара на ГНПС;

– сигнализацию:

1) Превышения верхних порогов допустимых значений вибрации:

- a) Вертикальной виброскорости переднего подшипника МНА;
- b) Вертикальной виброскорости заднего подшипника МНА;
- c) Горизонтальной виброскорости подшипника МНА;
- d) Вертикальной виброскорости переднего подшипника ЭД;
- e) Вертикальной виброскорости заднего подшипника ЭД;

2) Превышения верхних порогов допустимых значений температуры:

- a) Переднего подшипника МНА;
- b) Заднего подшипника МНА;
- c) Переднего подшипника ЭД;
- d) Заднего подшипника ЭД;
- e) Корпуса МНА;
- f) Сердечника и обмоток статора ЭД;
- g) Корпуса ЭД;

3) Отклонения от допустимых диапазонов давлений:

- a) Давления всасывания МНА;
- b) Давления нагнетания МНА;
- c) Давления в системе маслоснабжения;
- d) Давления в контуре охлаждения ЭД;
- e) Подпорной вентиляции корпуса ЭД;
- f) Подпорной вентиляции возбuditеля ЭД;
- g) Воздуха в клапане продувки;

4) Отключение насоса и закрытие входной и выходной задвижек при срабатывании сигнализатора уровня в поплавковой камере системы контроля утечек торцевых уплотнителей.

– Отключение МНА при наличие сигнализируемых сигналов в течение определённого техническим регламентом времени.

1.4 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от -50 °С до +50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе использовать расходомеры на базе диафрагм. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту IEC61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.7 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;

- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.[1]

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

В состав технологических сооружений ГНПС входят:

1. Магистральная насосная станция;
2. Узел учёта;
3. Резервуарный парк;
4. Подпорная насосная станция;
5. Узел регулирования давления;
6. Фильтры-грязеуловители;
7. Технологические трубопроводы;
8. Узлы предохранительных устройств.

Общая технологическая схема ГНПС показана на рисунке 1.

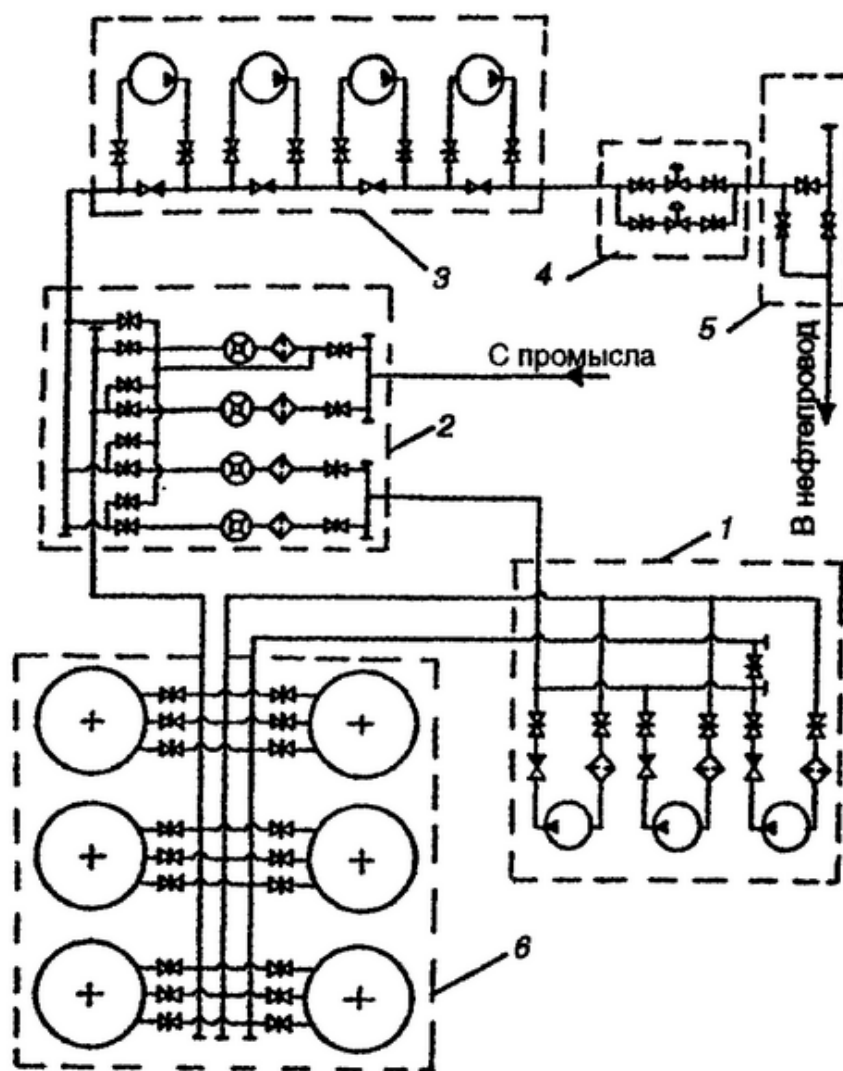


Рис. 1 Технологическая схема ГНПС

1 - подпорная насосная; 2 - площадка фильтров и счётчиков; 3 - магистральная насосная; 4 - камера регуляторов давления; 5 – камера пуска очистительных устройств; 6 – резервуарный парк.

2.1.1 ГНПС располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел разбросанный на большой территории.

2.1.2 Подготовленная к транспортировке нефть поступает на УПС станции. УПС предназначена для приёма товарной нефти с промыслов и располагает запорной арматурой, трубной обвязкой и камерой приёма очистных,

разделительных и диагностических устройств, которые предназначены для эксплуатации части нефтепровода от промыслов до ГНПС.

2.1.3 Нефть, прошедшая УПС поступает на ФГУ, осуществляющие очистку нефти от механических примесей. Очищенная нефть поступает в РП.

2.1.4 РП ГНПС предназначен для создания запасов нефти с целью обеспечения бесперебойной работы трубопровода в случае прекращения или неравномерной поставки нефти с промысла, а также для приема нефти при аварийных или плановых остановках перекачки. Объём резервуаров должен составлять двух-, трёхсуточной пропускной способности нефтепровода. Используемая схема подключения резервуаров: с подключенными резервуарами. Данная схема предполагает как подачу нефти напрямую на ПНС, так и подачу в резервуар, а затем в ПНС. В зависимости от режима работы станции, схема позволяет либо направлять нефть в резервуары при ремонте и аварии на магистральном участке нефтепровода, либо вести бесперебойную поставку нефти потребителю при неравномерных поставках с промыслов или аварии на добывающих объектах.[2]

2.1.5 ПНС предназначена для создания определённого давления на входе магистральных насосных агрегатов с целью исключения зон пониженного давления в них. Подпорные насосные агрегаты соединяются параллельно.[3]

2.1.6 После ПНС нефть поступает на узел учёта, где происходит измерение количества нефти и замер её показателей качества. После узла учёта, при заданном на ПНС давлении нефть поступает в МНС.

2.1.7 МНА на МНС создают основной напор, необходимый для дальнейшей транспортировки нефти по магистральному трубопроводу. За МНС находится КРД, которая регулирует выходное давление станции путём дросселирования, а именно регулированием степени открытия заслонок КРД.

2.1.1 Магистральный насосный агрегат

Магистральные насосные агрегаты предназначены для перекачки нефти по магистральным трубопроводам в составе НПС в диапазоне подач номинального режима 1250 - 10 000 м³/ч и имеют частоту вращения ротора 3000 об / мин (50 Гц) для синхронных электродвигателей или близкую к ней для асинхронных двигателей.[4]

На рисунке 2 представлена схема трубной обвязки подпорных и магистральных насосов.

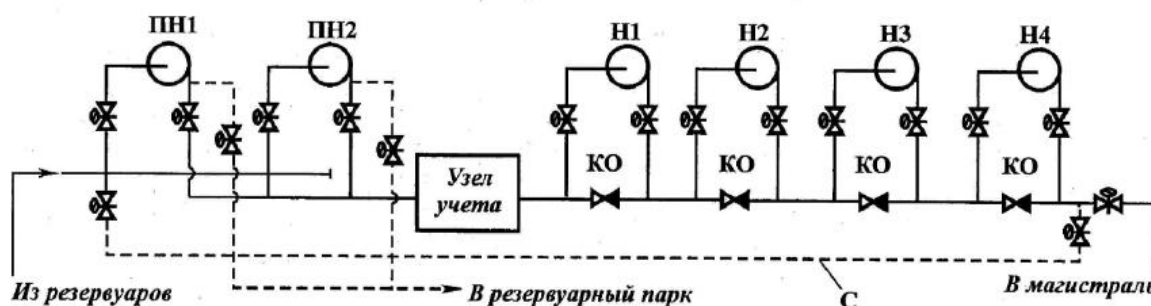


Рис. 2. Схема трубной обвязки подпорных и магистральных насосных агрегатов

На рисунке 2: ПН 1,2 – подпорные насосные агрегаты, КО– обратные клапаны, Н1-4 – магистральные насосные агрегаты, С – коллектор.

Обратные клапаны предназначены для разделения линии всасывания и нагнетания каждого насоса. При работающем насосе давление нагнетания больше, чем давление всасывания, вследствие чего заслонка оказывается закрытой.

На входе и выходе насоса установлены задвижки, позволяющие изолировать насос от нефтепровода.

Общий вид магистрального насосного агрегата представлен на рисунке 3.

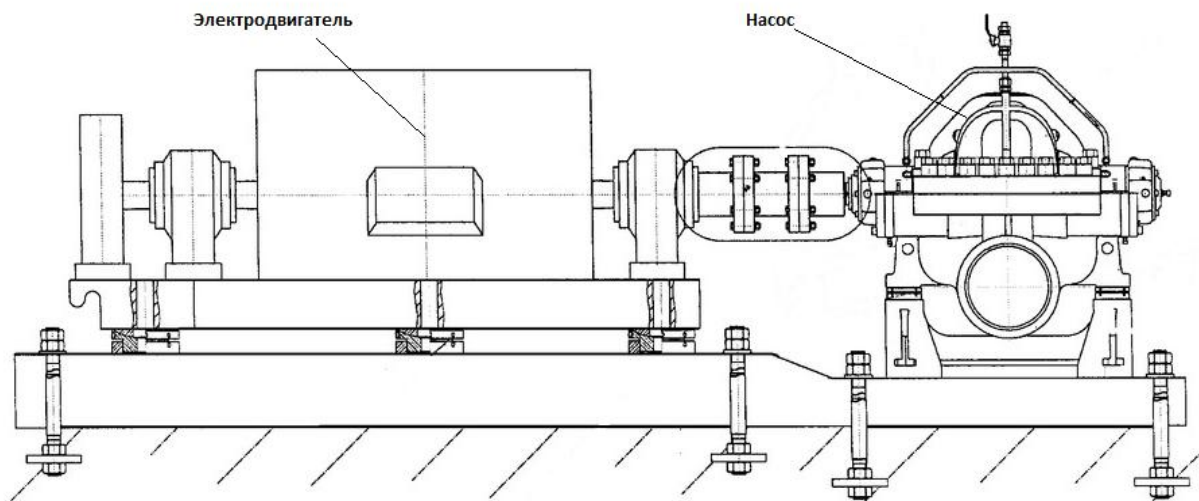


Рис. 3. Магистральный насосный агрегат

Для обеспечения нормальной работы магистральных насосных агрегатов предусмотрены следующие вспомогательные системы:

- Разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений;
- Смазки и охлаждения подшипников;
- Сбора утечек от торцевых уплотнений;
- Средств контроля и защиты насосных агрегатов;
- Подготовки и подачи сжатого воздуха;
- Обратного водоснабжения и охлаждения воды воздухом.

Точки измерения и автоматизации агрегатных защит приведены на рисунке 4.

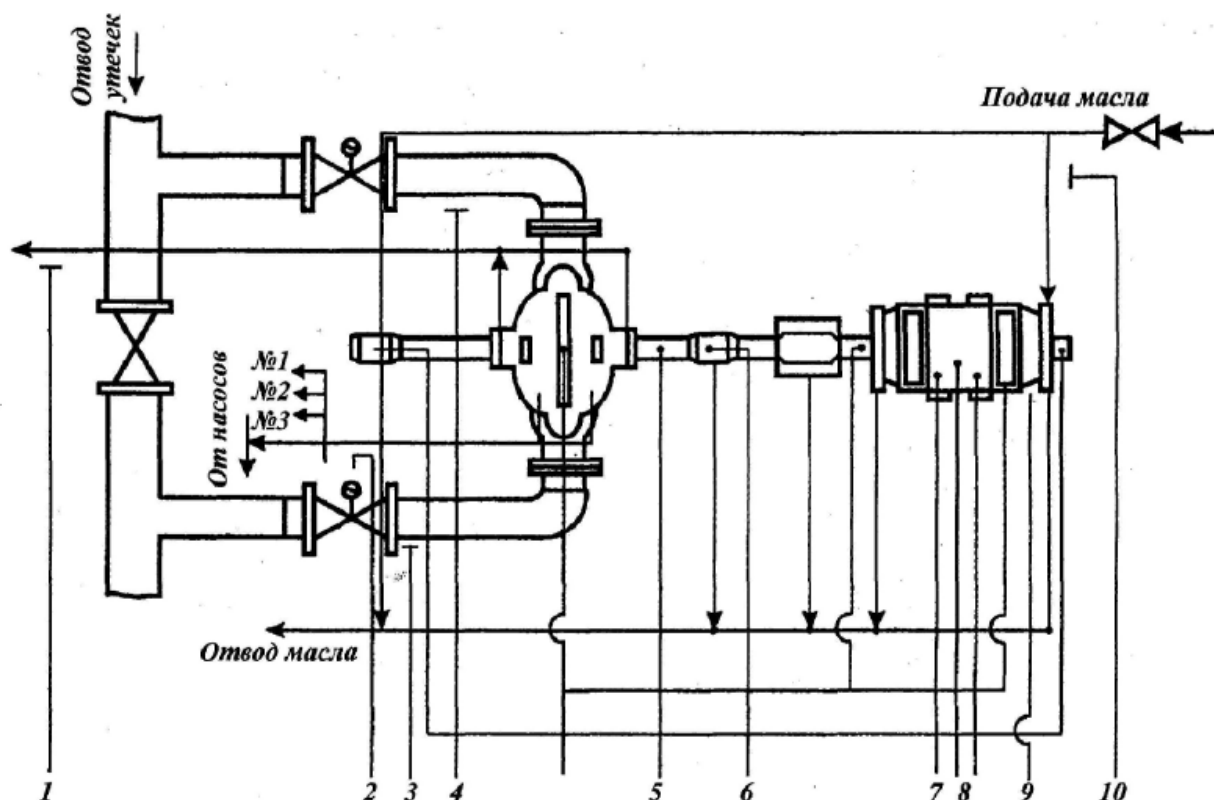


Рис. 4. Схема расположения точек измерения и автоматической защиты магистрального насосного агрегата

2.1.2 Данная система обеспечивает надёжную и безопасную эксплуатацию основного и вспомогательного оборудования, а так же гарантирует безопасную работу всей станции.

2.1.3 Подача масла осуществляется маслосистемой 10. Датчик давления передаёт показатель в контроллер. При отсутствии давления в линии смазки, контроллер блокирует запуск МНА, не допуская его к работе. При падении давления на работающем агрегате, данная защита останавливает его работу.

2.1.4 Тепловая защита корпуса 6 предотвращает перегрев насоса.

2.1.5 Система виброконтроля 5 предусматривает отключение агрегата, при превышении допустимых норм продольных и поперечных вибраций подшипников насоса и электродвигателя.

2.1.6 Датчики давления 3 и 4 осуществляют контроль давления на входе и выходе насоса

2.1.7 Датчик температуры 9 измеряет температуру сердечника и обмоток статора, отключая МНА при достижении критического значения параметра.

2.1.8 В точке 8 установлен датчик давления воздуха, нагнетаемого подпорной вентиляцией. Данный контур обеспечивает защиту от перегревов (в летнее время) и препятствует образованию конденсата внутри двигателя. Агрегат не допускается к работе, при отсутствии давления в системе вентиляции. При исчезновении давления во время работы, агрегат отключается.

2.1.9 Точка 7 – амперметр, реализующий измерение фазовых токов.

2.1.10 Необходимо наличие 2 контуров водяного охлаждения электродвигателя. В каждом, аналогично системе маслоснабжения, осуществляется измерение давления в контуре. При его отсутствии контроллер подаёт запрет на запуск агрегата. При исчезновении давления в контуре охлаждения на работающем агрегате, происходит остановка агрегата.

2.1.11 Система сбора утечек 1 производит отвод утечек нефти с торцевых уплотнений насоса и при превышении аварийной отметки уровня нефти в поплавковой камере происходит сигнализация, насос выключается и, при помощи входной и выходной задвижек, отсекается от магистрали.

2.1.12 Перечень защит, которые были рассмотрены указан в функциональных схемах автоматизации.

2.2 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- снижение трудоемкости проектов АС;
- повышение качества оборудования АС;
- обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы [1]:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система Genesis32. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе Windows XP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ГНПС представлена на рис.5.

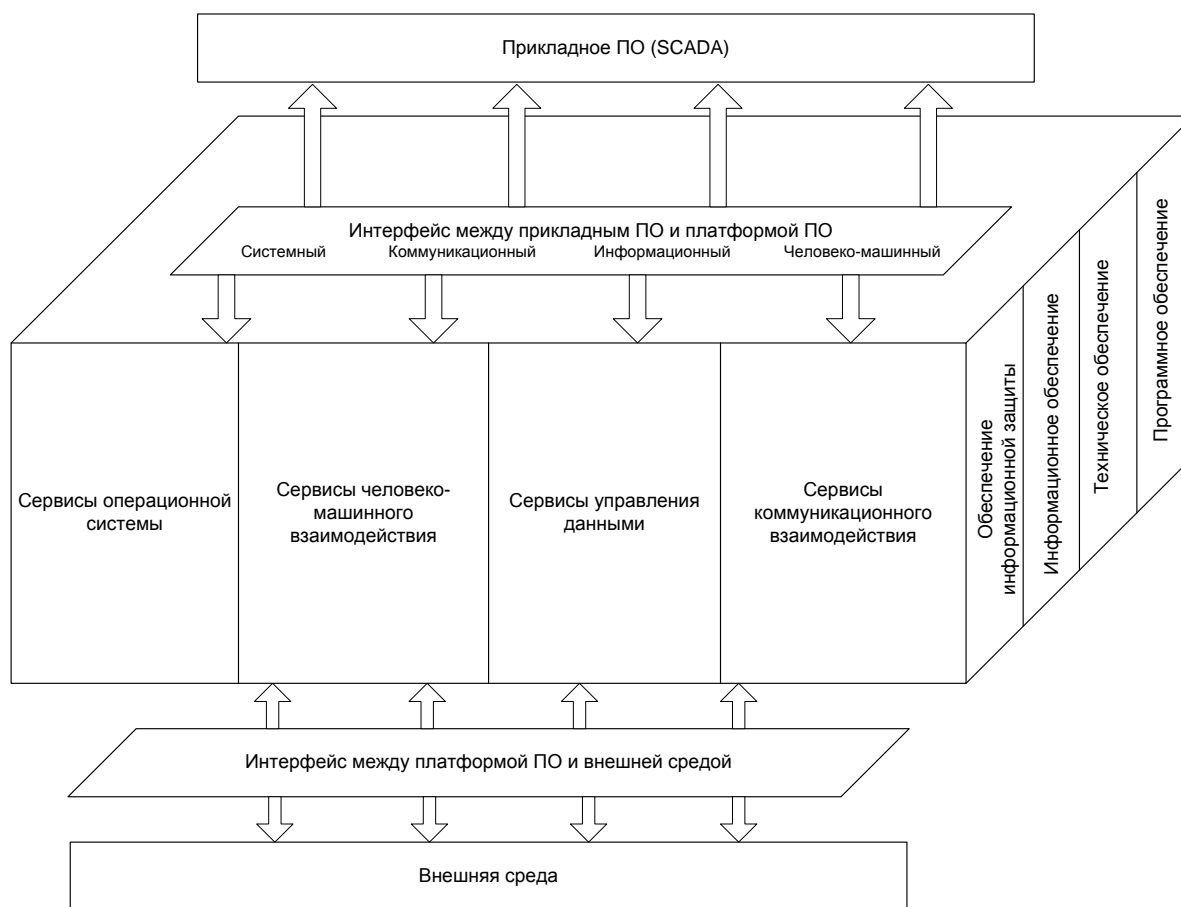


Рис. 5 Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ГНПС

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и НМИ.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

На рисунке 6 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA ГНПС.

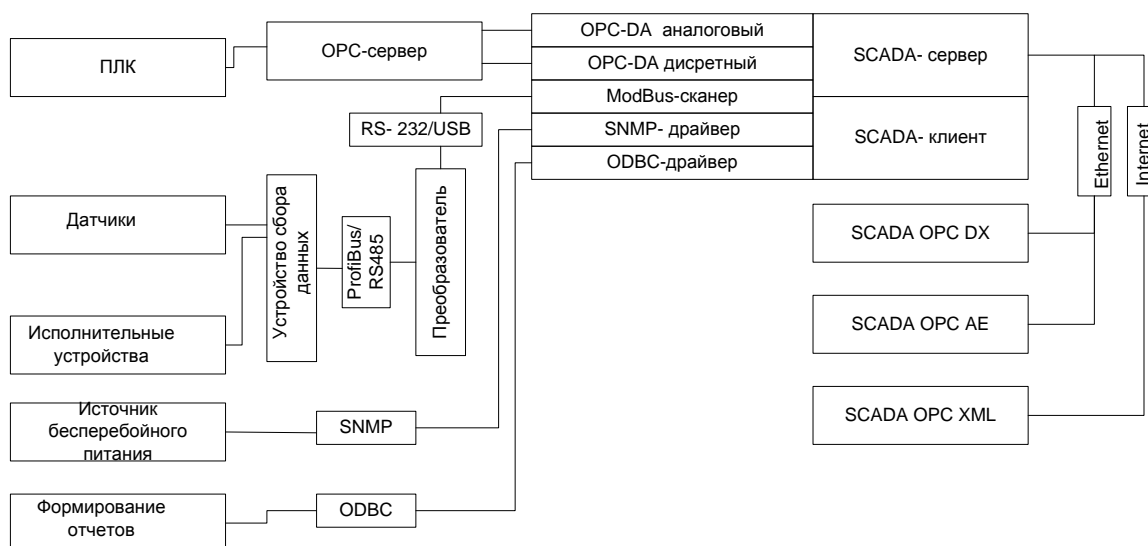


Рис. 6 Структура OPC-взаимодействий SCADA ГНПС

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS-I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие [1]:

- OPC DA (DataAccess), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms&Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (DataExchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML-DA (XML-DataAccess), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт FastEthernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС [1]:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные [1]:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС ГНПС приведена в таблице №1.

Таблица №1

| № документа | Web-адрес базового стандарта | Назначение | Web-адрес поставщика | Примечание |
|---|---|-------------------------------|---|------------|
| IEC 61131-3 Programmable Languages | http://www.plcopen.org/pages/tc1_standards/iec_61131_3 | Языки программирования ПЛК | http://www.systec-electronic.com | |
| Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 | http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3 | Локальная вычислительная сеть | http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3 | |

| | | | | |
|--------------------------------------|---|---|---|--|
| u | | | | |
| X.800 (ITU-T) | http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html | Профиль защиты информации | http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html | |
| Iconics Genesis32 Suite | http://iconics.com/products/graphworx32.asp | Программно-инструментальный комплекс для разработки SCADA и MES решений | http://iconics.com/products/graphworx32.asp | |
| стандарты OPC | http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC | Решение задач взаимодействия клиента с сервером | http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC | |
| стандарт PR OFINET (IEC 61850) | http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850 | Доступ к устройствам полевого уровня | http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850 | |

2.3 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ГНПС, в частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления МНА, а именно агрегатные защиты:

- давление на входе и выходе насоса;
- давление в системе маслоснабжения;
- давление воды в контуре охлаждения;
- контроль вибрации подшипников насосного агрегата и электродвигателя;
- температура подшипников насосного агрегата и электродвигателя;
- давление воздуха в корпусе электродвигателя;
- давление воздуха в клапане продувки;
- давление воздуха в корпусе возбудителя электродвигателя;
- температура сердечника и обмоток статора электродвигателя;
- температура в корпусе электродвигателя;
- максимальный уровень нефти в системе сбора утечек.

В качестве исполнительных устройств выступают задвижки с электроприводом на входе и выходе насоса. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в Приложении А.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (датчиков температуры, измерения виброскорости, измерения давления газообразных и жидких сред), сигнализатора максимального уровня жидкостии исполнительных устройств (задвижек с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а

также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции [1]:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ

21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

– по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в Приложении Б. На схеме выделены каналы измерения (3-14) и каналы управления (1-2). Контур 3-15 реализует систему агрегатных защит МНА и сигнализируют о неисправности вспомогательных систем МНА, не допуская к работе неисправный агрегат или же производя его отключение при возникновении неисправности в процессе работы. При достижении измеряемыми параметрами критического уровня, происходит сигнализация.[7]

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA5.1 (ФЮРА.425280.001.ЭС.03)[8]. Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ ISA были выбраны один магистральный насосный агрегат и были рассмотрены его вспомогательные системы. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение температуры обмоток статора электродвигателя, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение температуры подшипников насосного агрегата, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,

- измерение температуры корпуса насосного агрегата, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение температуры внутри корпуса электродвигателя, ее индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при превышении допустимого значения,
- измерение давления нефти на входе МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра,
- измерение давления нефти на выходе МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра,
- измерение давления в системе маслоснабжения МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в системе маслоснабжения,
- измерение давления в системе водяного охлаждения электродвигателя МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в системе водяного охлаждения,
- измерение давления в системе подпорной вентиляции в корпусе электродвигателя МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном и максимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в системе подпорной вентиляции,
- измерение давления в клапане продувки корпуса электродвигателя МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном значении параметра, блокировка

- включения МНА при отсутствии давления в клапане продувки элеткродвигателя,
- измерение давления в корпусе возбудителя электродвигателя МНА, индикация и регистрация на щите КИПиА, аварийное отключение МНА при минимальном значении параметра, блокировка включения МНА при отсутствии давления в корпусе возбудителя электродвигателя,
- сигнализация уровня по достижению максимума нефти в поплавковой камере торцевых уплотнений системы сбора утечек и отключение МНА.

2.5 Разработка схемы информационных потоков ГНПС

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- давление нефти на входе МНА, МПа,
- давление нефти на выходе МНА, МПа,
- давление масла в системе маслоснабжения, кгс/см²,
- давление воды в системе водяного охлаждения электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в корпусе электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в клапане продувки электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в возбuditеле электродвигателя, кгс/см²,
- температура корпуса насосного агрегата, °С,
- температура подшипников насосного агрегата, °С, (2 точки),
- температура подшипников электродвигателя, °С, (2 точки),
- температура воздуха в корпусе электродвигателя, °С,
- температура обмоток статора электродвигателя, °С,
- вертикальная виброскорость подшипников насосного агрегата, мм/с, (2 точки),
- вертикальная виброскорость подшипников электродвигателя, мм/с, (2 точки),
- горизонтальная виброскорость переднего подшипника насосного агрегата, мм/с,
- сигнализация о превышении уровня нефти в поплавковой камере торцевых уплотнений системы сбора утечек.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

- AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
 - DZH – давление (жидкая среда);
 - DGZ – давление (воздух);
 - TEM – температура;

- URV – уровень;
- VIB – вибрация;
- SST – состояние задвижки;
- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
- NAS – насосный агрегат;
- ELD – электродвигатель;
- VOZ – возбудитель электродвигателя;
- VOD – водяное охлаждение;
- MAS – система маслоснабжения;
- ZV1 – задвижка по входу МНА;
- ZV2 – задвижка по выходу МНА;
- CAM – поплавковая камера торцевого уплотнения насоса (система сбора утечек);

- CCCC – уточнение, не более 4 символов:
- KORP – корпус;
- NEFT – нефть;
- OBE – обмотки статора электродвигателя;
- PEPD – передний подшипник;
- ZAPD – задний подшипник;
- VPKL – выпускной клапан;
- DDDDD – примечание, не более 5 символов:
- CHNGE – изменить состояние;
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;
- PREDL – нижняя предупредительная сигнализация;
- VH – вход;
- VwH – выход;
- VOZDU – выход;

- VERT – вертикальная;
- HORIZ – горизонтальная;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице №2.

Таблица №2

| Кодировка | Расшифровка кодировки |
|--------------------|--|
| DZH_NAS_NEFT_VH | Давление на входе МНА |
| DZH_NAS_NEFT_VwH | Давление на выходе МНА |
| TEM_NAS_KORP | Температура корпуса насоса |
| TEM_ELD_KORP_VOZDU | Температура воздуха в корпусе электродвигателя |
| VIB_NAS_PEPD_VERT | Вертикальная виброскорость переднего подшипника насоса |
| VIB_NAS_ZAPD_VERT | Вертикальная виброскорость заднего подшипника насоса |
| VIB_NAS_PEPD_HORIZ | Горизонтальная виброскорость переднего подшипника насоса |
| SST_ZV1 | Состояние входной задвижки |
| SST_ZV2 | Состояние выходной задвижки |
| SST_ZV1_NEFT_CHNGE | Команда открытия/закрытия входной задвижки |
| SST_ZV2_NEFT_CHNGE | Команда открытия/закрытия выходной задвижки |

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные

информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории Genesys32. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу №3.

Таблица №3

| Имя поля | Значение | Комментарий |
|-------------|----------------------------|--|
| code | T_010 | Код канала |
| description | Primarycircuit Temp.nef | Описание (первичная цепь, температура нефти) |
| type | AI | Тип: аналоговый сигнал |
| address | 5_T_010 | Адрес |
| Event code | 1 | Код технологического |

| | | |
|-----------------|--------|--------------------------------|
| | | события |
| Alarm code | 4 | Код аварии |
| Sample (sec) | 10 | Интервал выборки |
| Raw value | 2028 | Первичное значение |
| Converted value | 39.5 | Преобразованное значение °C |
| Alarm state | yes | Аварийное состояние |
| coefficient | 0.0195 | Коэффициент преобразования |
| units | °C | Единица измерения |
| min | 0 | Минимальное значение |
| max | 40 | Максимальное значение |

2.6 Выбор средств реализации ГНПС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС ГНПС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования ГНПС

Для автоматизации МНА ГНПС были рассмотрены 2 ПЛК: Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU315-2 PN/DP и Modicon M340 BMX P34 2020 компании Schneider-electric. В таблице 4 отображены сравнительные характеристики.[9][10]

Таблица 4

| Технические параметры | | SiemensCPU315-2 PN/DP | ModiconM340 BMXP34 2020 |
|--|---|----------------------------|----------------------------------|
| Рабочая память встроенная, RAM | | 256КБайт | 256Кбайт |
| Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EEPROM) | | до 8 МБайт | До 16 Мбайт |
| Минимальное время выполнения | булевы операции/ операций со словами | 0,1/0,2 мкс | 0,12/0,25мкс |
| | арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой | 3 мкс | 1,16 мкс |
| Адресное пространство ввод/вывод | дискретные ИО/ аналоговые ИО | до 16384/1024 | До 1024/256 |
| Типы интерфейсов | | RS 485, PROFINET, Ethernet | RS 485, RS 232, Modbus, Ethernet |
| Напряжение питания | номинальное | 24В | 24В |
| | допустимое | 20,4...28,8 В | 18...31,6 В |
| Потребляемый ток | номинальный | 0,8 А | 95мА |

| | | |
|---------------------------------|------------|------------------|
| Потребляемая мощность, Вт | 3,5 | 2,28 Вт |
| Габариты ШхВхГ, мм | 80x125x130 | 100 x 32 x 93 мм |
| Масса, кг | 0,46 | 0,205 |
| Диапазон рабочих температур ,°C | -40...+70 | -25...+70 |
| Степень защиты по ip | ip65 | ip20 |



INCLUDEPICTURE "http://www.schneider-electric.com.au/images/pictures/news/automation-control/m340-mining.jpg" *

MERGEFORMATINET

INCLUDEPICTURE "http://www.schneider-electric.com.au/images/pictures/news/automation-control/m340-mining.jpg" *

MERGEFORMATINET

INCLUDEPICTURE "http://www.schneider-electric.com.au/images/pictures/news/automation-control/m340-mining.jpg" *

MERGEFORMATINET

INCLUDEPICTURE "http://www.schneider-electric.com.au/images/pictures/news/automation-control/m340-mining.jpg" *

MERGEFORMATINET

INCLUDEPICTURE "http://www.schneider-electric.com.au/images/pictures/news/automation-control/m340-mining.jpg" *

MERGEFORMATINET



Рис. 7 Контроллер Siemens SIMATIC S7-300 и Modicon M340 Schneider-electric

Siemens SIMATIC S7-300 и Modicon M340 Schneider-electric – это модульные программируемые контроллеры, предназначенные для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Модульная конструкция данных ПЛК, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению рассматриваемых контроллеров способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров [10].

Оба контроллеры имеют модульную конструкцию и могут включать в свой состав:

- Модуль центрального процессора (CPU);
- Модули блоков питания (PS);
- Сигнальные модули (SM);
- Коммуникационные процессоры (CP);
- Функциональные модули (FM);
- Интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением.

Выбранный ПЛК () удовлетворяет следующим параметрам: BMX АММ 0600

1. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
2. УСО ввода/вывода: 13 каналов ввода аналоговых сигналов и (модуль ввода/вывода BMXАММ 0600), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода BMXDDI 1603) (все унифицированные токовые сигналы).
3. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
4. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
5. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
6. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
7. Питания контроллера: напряжение 230Вот сети переменного тока (через блок питания).
8. Отказоустойчивость источник напряжения: высокой.

9. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.
10. Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
11. Рабочий ток: 140 мА.
12. Возможность работы контроллера от сети: есть.
13. Возможность работы контроллера от батарей: есть.
14. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
15. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.
16. Требования к условиям окружающей среды:
 - температура: -40 °С до +70 °С;
 - атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);
 - относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.
17. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (FlashEPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
18. Для развития собственного ядра программ персонала и времени: не достаточно.

Из анализа таблицы 4 можно сделать вывод, что ModiconM340 вполне удовлетворяет необходимым требованиям по вычислительной мощности как и SiemensS7-300. Так же SiemensS7-300 имеет класс взрывозащищённости [Exib]Ib и степень защиты ip65, что позволяет размещать его прямо в насосной. Однако контроллер будет располагаться вне насосной, следовательно соблюдение этих требований не нужно. С точки зрения экономических затрат, то ModiconM340 дешевле приблизительно на 20000 рублей (центральный процессор). С учётом вышеприведённых аргументов, для автоматизации МНА будет использоваться два ПЛК Modicon M340 компании Schneider-electric. (первый контроллер – локальный, а второй –

коммуникационный).Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рис. 5.

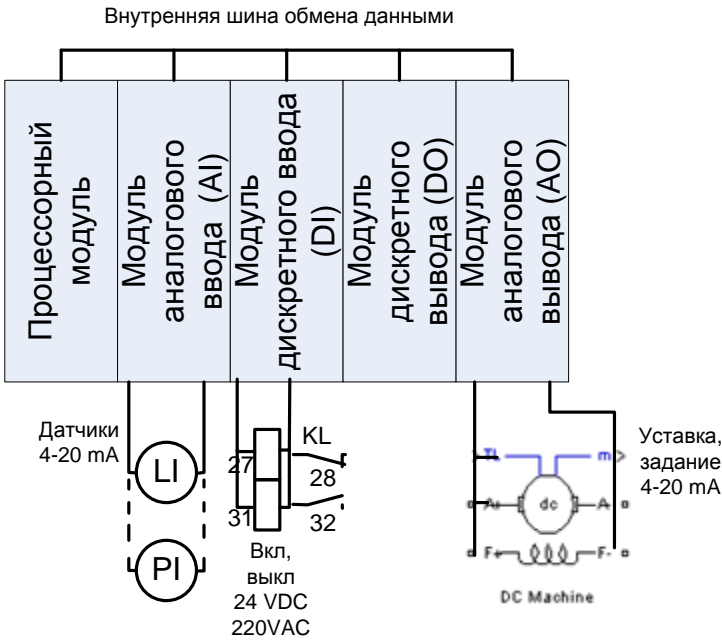


Рис. 8. Блок-схема УСО ПЛК

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов BMXAMM 0600приведены в таблице 5. [11]

Таблица 5

| Технические параметры | | Значения |
|--|--------|------------|
| Модуль ввода/вывода дискретных сигналовBMXAMM 0600 | | |
| Габариты ШхВхГ (мм) | | 40x125x120 |
| Масса (кг) | | 0,26 |
| Количество входов | | 16 |
| Количество выходов | | 16 |
| Длина | кабеля | 600м/1000м |

| | | |
|--|-------------------------------|--------------------------------|
| (обычного/экранированного), не более | | |
| Фронтальный соединитель | | 40-полюсный |
| Напряжение питания | номинальное значение | =24В |
| | допустимый диапазон изменений | 20,4...28,8 В |
| Количество одновременно опрашиваемых входов | | 16 |
| Гальваническое разделение | | есть |
| Потребляемый ток, не более | | 80мА |
| Потребляемая мощность | | 6,5Вт |
| Индикация состояний входов и выходов | | 1 зеленый диод на каждый канал |
| Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 | | |
| Габариты ШхВхГ (мм) | | 40x125x120 |
| Масса (кг) | | 0,2 |
| Количество входов | | 4 |
| Количество выходов | | 2 |
| Длина экранированного кабеля, не более | | 100м |
| Фронтальный соединитель | | 20 полюсный |
| Напряжение питания нагрузки | | =24В |
| Питание датчиков | | есть |
| Защита от неправильной полярности | | есть |
| Гальваническое разделение | | есть |
| Защита датчиков от короткого | | есть |

| | | |
|---|---|----------------|
| замыкания | | |
| Потребляемый ток, не более | | 80мА |
| Потребляемая мощность | | 2Вт |
| Параметры аналого- цифрового преобразователя | принцип измерения | интегрирование |
| | Разрешающая способность, включая знаковый разряд | 12бит |
| | настройка параметров интегрирования | есть |
| | время интегрирования | 20мс |
| | Базовое время ответа модулю | 350мс |
| Параметры цифро- аналогового преобразователя | Разрешающая способность, включая знаковый разряд | 12бит |
| | Время преобразования на канал, не более | 500мкс |
| | Время установки выходного сигнала, не более | 0,8мс |

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Выбор датчика-сигнализатора уровня

Датчик предназначен для контроля предельной скорости утечек нефти через торцевые уплотнения в магистральных и подпорных насосных агрегатах. В комплекте с преобразователем ДС-СУ1 обеспечивается уровень взрывозащиты «0» («особо взрывобезопасное оборудование») и вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» по ГОСТ Р 51330.10-99 (МЭК 60070-11-98). Принцип действия датчика заключается в том, что при превышении скорости притока нефти из трубопровода утечек над скоростью стока ее через калиброванное отверстие сменной шайбы, уровень нефти в поплавковой камере повышается, поплавок перемещается вверх и магнит замыкает герконовые контакты.[12]

Таблица 6

| Техническая характеристика | Значение |
|--|--|
| Выходной сигнал - магнитоуправляемый замыкающий герконовый контакт с параметрами | 0,2 А; 50 В; 10 Вт |
| Расстояние от дна поплавковой камеры до точки срабатывания | 80 ± 3 мм при подъеме уровня жидкости с плотностью 690 кг/м^3 |
| Температура окружающей среды | от -40°C (специсполнение от -60°C) до $+65^\circ\text{C}$ (кратковременно при очистке до $+100^\circ\text{C}$) |
| Давление процесса | от $-0,1$ до 1 МПа |
| Вес датчика в сборе с поплавковой камерой и ответными фланцами | не более 6 кг |
| Внутренний диаметр ответного фланца | 33 мм |

| | |
|-------------------------------------|---|
| Режим работы | «сухой» или «мокрый» контакт |
| Длина вибрационной вилки | Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов). |
| Конструкционные материалы | сталь с антикоррозийным покрытием Ц15Хр; внутренняя поверхность дополнительно защищена эпоксидной эмалью |
| Срок службы | 12 лет |
| Выходной ток, I _о | 24 мА |
| Выходное напряжение, U _о | 13,2 В |
| Класс взрывозащиты | 0ExiaIIBT3 |

Из таблицы 6 видно, что выбранный датчик-сигнализатор уровня удовлетворяет требованиям технического задания.

В состав изделия при поставке входят следующие части:

- 1) Преобразователь ПВ-СУ1 – в количестве соответствующем заказу;
- 2) Датчики ДС необходимого типа – в количестве соответствующем заказу;
- 3) Дополнительно в состав датчиков ДС-СУ1-01 и ДС-СУ1-02 входят:
 - Поплавковая камера (по умолчанию датчики ДС-СУ1-01 и ДС-СУ1-02 поставляются в сборе с поплавковой камерой);
 - Комплект паронитовых прокладок 2шт. на 1шт. соответствующего датчика;
 - Комплект ответных фланцев 2шт. на 1шт. соответствующего датчика;
 - Комплект крепления в соответствии с числом датчиков;
- 4) Дополнительно в состав датчика ДС-СУ1-01 входят сменные фторопластовые шайбы в количестве 3шт. с диаметрами отверстий 6, 10, 15 мм.

Датчик ДС-СУ1-01 предназначен для контроля скорости утечек нефти в магистральных и подпорных насосных агрегатах. Критическая величина скорости утечки устанавливается с помощью поплавковой камеры ПК1 с калиброванным отверстием для стока нефти. Поплавковая камера входит в состав датчика.

Датчик состоит из следующих составных частей:

- чувствительного элемента (поплавок);
- контактного устройства;
- клеммной коробки;
- поплавковой камеры ПК1.

Поплавковая камера ПК1 цилиндрической формы выполнена из стали 20 с антикоррозийным покрытием, имеет два фланца: на боковой поверхности - для соединения с трубопроводом утечек, на днище - для соединения с коллектором. В донной части камеры имеется углубление для установки сменных шайб с калиброванными отверстиями. В комплект поставки входят 3 шайбы с диаметрами отверстий 6, 10 и 15 мм. Сверху камера закрывается крышкой с отверстием для установки датчика и окном для промывки камеры. Контактное устройство содержит 4 геркона, укрепленных на определенной высоте внутри трубки из нержавеющей стали с внешним диаметром 10 мм. Трубка вставлена в отверстие крышки и закреплена на ней при помощи стягивающегося разрезного штуцера. Нижняя часть трубки герметично заварена, на верхней части трубки расположена клеммная коробка. Чувствительный элемент выполнен в виде тороидального поплавка, закрепленного в нем кольцевым магнитом. Поплавок надет на трубку контактного устройства. При изменении уровня жидкости поплавок перемещается вдоль трубки.

При приближении магнита к герконам контакты последних замыкаются. На трубке имеются упоры, ограничивающие рабочее перемещение поплавка. В случае, когда скорость притока нефти из трубопровода утечек больше скорости ее стока через калиброванное отверстие, уровень нефти в

поплавковой камере повышается и датчик срабатывает. Изменение уровня срабатывания достигается перемещением трубки датчика в крышке поплавковой камеры в условиях специализированного ремонтного производства. Очистка сливного отверстия, элементов поплавковой камеры и датчика от парафиновых осадков производится путем заливки кипящей воды в окно на крышке поплавковой камеры. Окно закрывается резьбовой заглушкой. Клеммная коробка имеет две клеммы для соединения с датчиковыми цепями способом «под винт». Кабельный ввод уплотняется бензостойкой резиновой прокладкой. Клеммная коробка закрыта крышкой. Степень пылевлагозащиты соответствует исполнению IP54 по ГОСТ 14254-80.

Преобразователь предназначен для преобразования низкоуровневых электрических сигналов магнитоуправляемых контактов датчиков в выходные сигналы постоянного тока, которые в свою очередь используются для управления срабатыванием соответствующего реле. Выходные контакты блока реле преобразователя выведены на клеммы ХТ2. Питание преобразователя осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц через клеммы питания ХТ3. Через понижающий трансформатор TV1 осуществляется питание преобразователя сигналов и соответственно цепей датчиков и блока реле. Цепи датчиков запитываются от преобразователя через барьер искрозащиты, обеспечивающий для цепей датчиков вид взрывозащиты уровня "ia". Преобразователь выполнен в виде одноплатной конструкции, содержащей четыре одинаковых независимых канала преобразования. Конструктивно преобразователь состоит из корпуса с крышкой, внутри которого расположена плата. На крышке расположены один зеленый светодиод с маркировкой «220В», сигнализирующий о подаче на преобразователь напряжения питания 220 В и четыре красных светодиода с маркировкой "1", "2", "3", "4", сигнализирующих о срабатывании соответствующего канала преобразователя. Ввод внешних проводов и кабелей в преобразователь

осуществляется через кабельные вводы, обеспечивающие уплотнение кабелей с диаметром от 6 до 10 мм. Шесть вводов на корпусе преобразователя имеют следующее назначение:

- Два ввода «ВХОД» предназначены для подключения четырех датчиков (возможно наличие четырех вводов ВХОД, два на нижней стороне корпуса, два на боковой стороне корпуса преобразователя);
- Один ввод «ВЫХОД» предназначен для выходных цепей преобразователя;
- Один ввод «220 В» предназначен для цепей питания 220 В.

Непосредственно к клеммам контактных групп ХТ1, ХТ2, ХТ3 провода подключаются способом "под винт".



Рис. 9. Сигнализатор уровня ДС-СУ1-01 и вторичный преобразователь ПВ-СУ1

Монтажная схема и размеры представлены на рисунке 10.

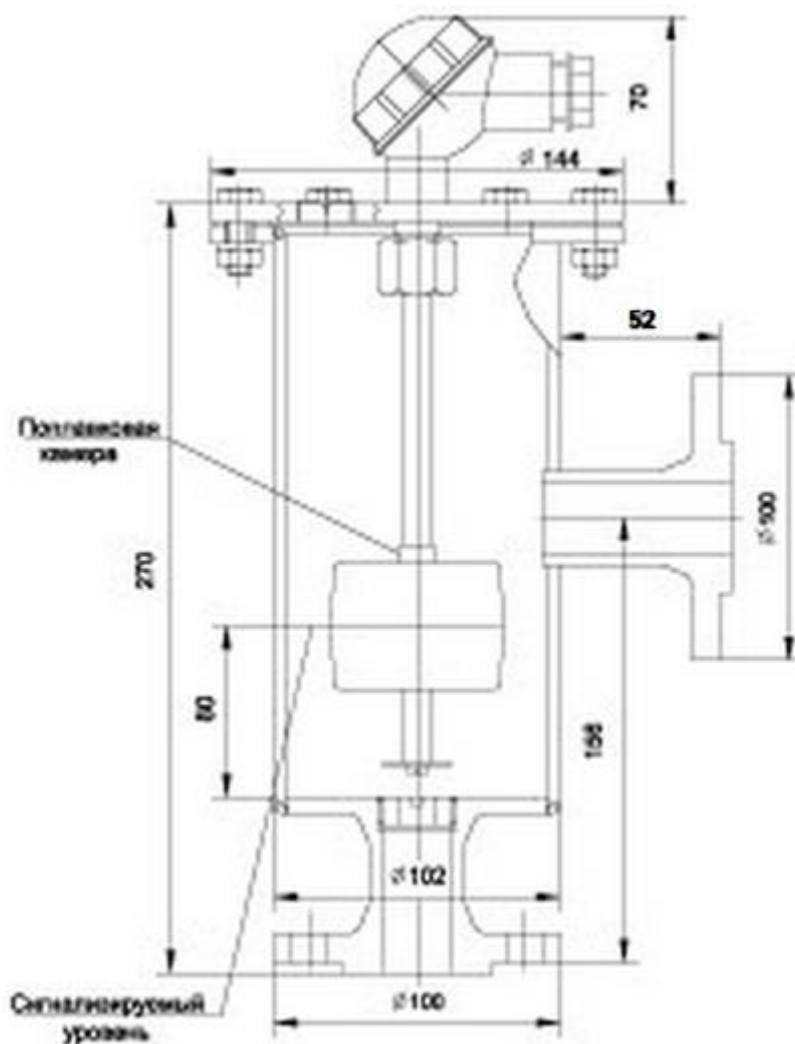


Рис. 10. Монтажная схема сигнализатора уровня ДС-СУ1-01

2.6.2.2 Датчик температуры

Для измерения температуры переднего и заднего подшипников электродвигателя, насоса, а также корпуса целесообразно использование поверхностных термометров сопротивления типа ТСМ 9703, представленные на рис. 11



Рис. 11. Термометр сопротивления типа ТСМ 9703

Термометр представляет собой гибкое основание с закрепленным на нем чувствительным элементом [13]. Технические характеристики приведены в таблице 7.

Таблица 7

| | |
|--------------------------------------|--|
| Тип | Термометр сопротивления медный |
| Диапазон измеряемых температур | 0...180 ⁰ С |
| Способ крепления | Приклеивания (клей К-300, К-400), механический прижим |
| Выходной сигнал | 0-5 мА |
| Погрешность измерения | ±0,5% |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Межповерочный интервал | 1 год |
| Диапазон рабочих температур | -40..55 ⁰ С |
| Средняя наработка до отказа | 50000 ч |

Достоинством использования данного термометра является простота монтажа, так как датчик наклеивается на поверхность подшипника.

На ряду с измерением температуры подшипников электродвигателя существует необходимость измерения температуры обмотки статора.

Потери энергии в обмотках статора и ротора пропорциональны квадрату величины их токов. Ток статора и ротора пропорционален нагрузке на валу [14].

Для этой цели учитывая специфику объекта возможно применение термометра сопротивления TCM 9502, представленного на рис. 12

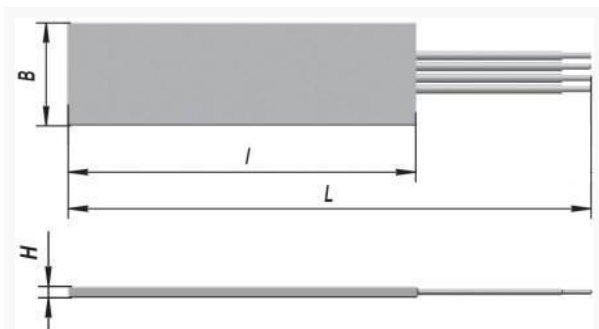


Рис. 12. Термометр сопротивления TCM 9502

Технические характеристики сведены в таблицу 8.

Таблица 8

| | |
|--------------------------------------|---------------------------------|
| Тип | Термометр сопротивления медный |
| Диапазон измеряемых температур | 0...180 ⁰ С |
| Способ крепления | Устанавливается в пазах статора |
| Выходной сигнал | 0-5 мА |
| Погрешность измерения | ±0,5% |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Диапазон рабочих температур | -40..55 ⁰ С |
| Межповерочный интервал | 1 год |
| Средняя наработка до отказа | 20000 ч |

Для корректной работы предпочтителен сигнал с датчиков в диапазоне от 4 до 20 ма, для чего применяется преобразователь типа е875, использующий hart протокол для связи с компьютерной средой.

2.6.2.3 Датчик вибрации

Вибрация возбуждается обычно центробежной силой в случае, когда центры тяжести отдельных сечений ротора не совпадают с линией, вокруг

которой происходит его вращение. Существует две основных причины такого несовпадения [15]:

1. Несовпадение линии центров тяжести отдельных сечений с линией геометрических центров этих же сечений из-за наличия неуравновешенной массы.

2. Смещение отдельных сечений относительно оси вращения.

Для контроля вибрации выбран датчик ИВД-3. Датчик предназначен для работы в системах вибродиагностики и виброзащиты турбоагрегатов, насосов, электродвигателей и другого оборудования [15].

Функции датчика:

- Преобразование механических колебаний основания в напряжение и ток, пропорциональные ускорению по каждой пространственной оси.
- Частотная фильтрация НЧ и ВЧ составляющих сигнала, обеспечивающая рабочий частотный диапазон.
- Аналого-цифровое преобразование.
- Интегрирование ускорения и расчет СКЗ виброскорости.
- Дистанционная калибровка выходной величины.

Датчик конструктивно выполнен в виде моноблока с кабелем для внешних соединений. Материал корпуса сталь с никелевым покрытием. Чувствительный элемент основан на емкостном акселерометре [8]. Технические характеристики приведены в таблице 9.

Таблица 9

| Наименование параметра | ИВД-3 |
|--|-------------------------------|
| Диапазон цифрового измерения виброускорения: | от 0,1 до 50 м/с ² |
| Диапазон измерения виброскорости: | от 0,3 до 70 мм/с |
| Диапазон токового сигнала виброускорения: | от -20 до +20 мА |

| | |
|---|-----------------------|
| Частотный диапазон изменения вибропараметров: | от 2 до 1000 Гц |
| Основная погрешность измерения вибропараметров во всем частотном диапазоне: | не более 5 % |
| Основная погрешность измерения вибропараметров на базовой частоте 160 Гц: | не более 1 % |
| Время установления рабочего режима: | не более 5 сек |
| Напряжение питания: | 24 В |
| Ток потребления без дискретных сигналов: | не более 60 мА |
| Степень защиты оболочки: | IP67 |
| Маркировка взрывозащиты: | PB ExdIX / 1ExdIICT5X |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Габаритные размеры корпуса: | 55x50x50 мм |
| Рабочий температурный диапазон: | от - 60 до + 85 °С |

Датчик крепится на корпусе винтового блока при помощи шпильки (рис. 13).



Рис. 13. Монтаж датчика вибрации

2.6.2.4 Датчик давления

МНА как объект автоматизации имеет две точки измерения давления нефти (на всасывании, на выходе) и одну точку измерения перепада давления на фильтре. Для этой цели подходят датчики Метран 100, Метран 150 и датчики фирмы Honeywell. Датчики Метран серии 100 сильно устарели и их использование нецелесообразно для целей контроля состояния технологического процесса. Датчики Honeywell являются передовыми и обладают хорошими техническими характеристиками, однако их недостатком является высокая цена по сравнению с датчиками Метран. Таким образом, были выбраны интеллектуальные датчики Метран 150, не уступающие датчикам Honeywell и имеющие значительно меньшую цену, что делает их экономически более целесообразными к использованию.

Интеллектуальные датчики давления серии Метран 150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин: избыточного давления, абсолютного давления, разности давлений, давления-разрежения, гидростатического давления (уровня) [16].

Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала [16].

Учитывая диапазон измерения давления нефти на входе и выходе из агрегата (предельное 7,5 МПа) целесообразно использование датчика избыточного давления Метран 150CG5. Технические характеристики представлены в таблице 10.

Таблица 10

| Техническая характеристика | Значение |
|---|--------------------|
| Измеряемые среды | жидкость, газ, пар |
| Верхний предел измерения P_{max} | 10МПа |
| Диаметр условного прохода трубопровода | Dy 50мм |
| Основная относительная погрешность измерений расхода, не более | $\pm 0,05\%$ |
| Температура окружающего воздуха | -55...80°C |
| Выходной сигнал | 4...20 мА/HART |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Физические интерфейсы связи с компьютерной средой | Hart |
| Протоколы связи с компьютерной средой | HART |
| Взрывозащищенное исполнение | есть |
| Средний срок службы расходомера | 12 лет |
| Средняя наработка на отказ | 150000 часов |
| Межповерочный интервал | 4 года |
| Внесены в Госреестр средств измерений под №32854D08, сертификат №32703, ТУ 4212D022D51453097D2006 | |

Рекомендуется применять для монтажа кабелеконтрольные с резиновой изоляцией, кабели для сигнализации блокировки с полиэтиленовой изоляцией (кроме монтажатчиков взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» во взрывоопасных зонах всех классов). Допускается применение других кабелей с сечением жилы не более 1,5 мм². Допускается совместная прокладка в одном кабеле

цепей питания датчика и выходного сигнала с использованием изолированных жил с сопротивлением изоляции не менее 50 МОм. Экранировка цепей выходного сигнала от цепей питания не требуется. При прокладке линии связи вблизи электроустановок мощностью более 0,5 кВт рекомендуется применение экранированного кабеля с изолирующей оболочкой [16].

Монтаж датчика приведен на рис. 6.

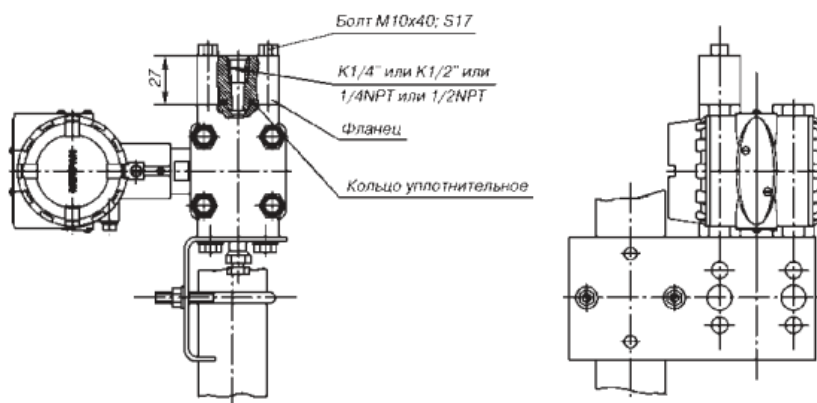


Рис. 14. Датчики мод.150CG с установленным монтажным фланцем резьбовым отверстием и монтажным кронштейном для установки на трубе Ø50 мм.

Для измерения избыточного давления в системе маслоснабжения приемлем датчик серии Метран 150 CG3. Данный той же серии, что и датчик Метран 150 CG5, однако имеет иной диапазон измерения. Технические характеристики представлены в таблице 11.

Таблица 11

| Техническая характеристика | Значение |
|--|--------------------|
| Измеряемые среды | жидкость, газ, пар |
| Верхний предел измерения P_{max} | 250 кПа |
| Диаметр условного прохода трубопровода | Dу 100мм |

| | |
|---|--------------------------------|
| Основная относительная погрешность измерений расхода, не более | $\pm 0,1\%$ |
| Температура окружающего воздуха | $-55 \dots 80^{\circ}\text{C}$ |
| Выходной сигнал | 4...20 мА/HART |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Физические интерфейсы связи с компьютерной средой | Hart |
| Протоколы связи с компьютерной средой | HART |
| Взрывозащищенное исполнение | есть |
| Средний срок службы расходомера | 12 лет |
| Средняя наработка на отказ | 150000 часов |
| Межповерочный интервал | 4 года |
| Внесены в Госреестр средств измерений под №32854D08, сертификат №32703, ТУ 4212D022D51453097D2006 | |

Данный датчик монтируется аналогичным образом.

Для контроля давления воды в контуре охлаждения, давления воздуха в системах вентиляции выбран датчик Метран 150 CG4. Диапазон изменения данных параметров давления лежит в диапазоне измерения Метран 150 CG4, который подходит как для жидких, так и для газообразных сред. Технические характеристики представлены в таблице 12.

Таблица 12

| Техническая характеристика | Значение |
|---|--------------------|
| Измеряемые среды | жидкость, газ, пар |
| Верхний предел измерения P_{\max} | 1600кПа |
| Нижний предел измерения P_{\min} | 32кПа |
| Диаметр условного прохода трубопровода | Dy 100мм |
| Основная относительная погрешность измерений расхода, не более | $\pm 0,1\%$ |
| Температура окружающего воздуха | -55...80°C |
| Выходной сигнал | 4...20 мА/HART |
| Расстояние передачи токового сигнала | до 1 км |
| Физические интерфейсы связи с компьютерной средой | Hart |
| Протоколы связи с компьютерной средой | HART |
| Взрывозащищенное исполнение | есть |
| Средний срок службы расходомера | 12 лет |
| Средняя наработка на отказ | 150000 часов |
| Межповерочный интервал | 4 года |
| Внесены в Госреестр средств измерений под №32854D08, сертификат №32703, ТУ 4212D022D51453097D2006 | |

Монтаж данного датчика осуществляется аналогично предыдущим. Схема монтажа приведена на рисунке 14.

Датчики давления Метран150 имеют взрывозащищенное исполнение по ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.1, ГОСТ Р 51330.10. вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" суровнем взрывозащиты "особовзрывобезопасный", маркировка по взрывозащите 0ExiaIICT5X [6]; вид взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка" суровнем взрывозащиты «взрывобезопасный» с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT6X или 1ExdIICT5X. Опросный лист датчика давления представлен в приложении Д ВКР.

2.6.2.5 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,0015 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями [4]:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность датчика должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,023 + 0,00000225 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика давления не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо управлять входной и выходной задвижкой МНА, а именно производить открытие и закрытие задвижек в соответствие с выбранной программой управления, запуске и останове МНА, а так же отсекать МНА от магистрального нефтепровода при срабатывании агрегатных защит или выводе МНА в ремонт.



Рис. 15. задвижка с электроприводом

Диаметр задвижки и её тип выбирается в соответствии с руководящими документами организации. Алгоритм выбора исполнительного устройства приведён на рисунке 16.[1]

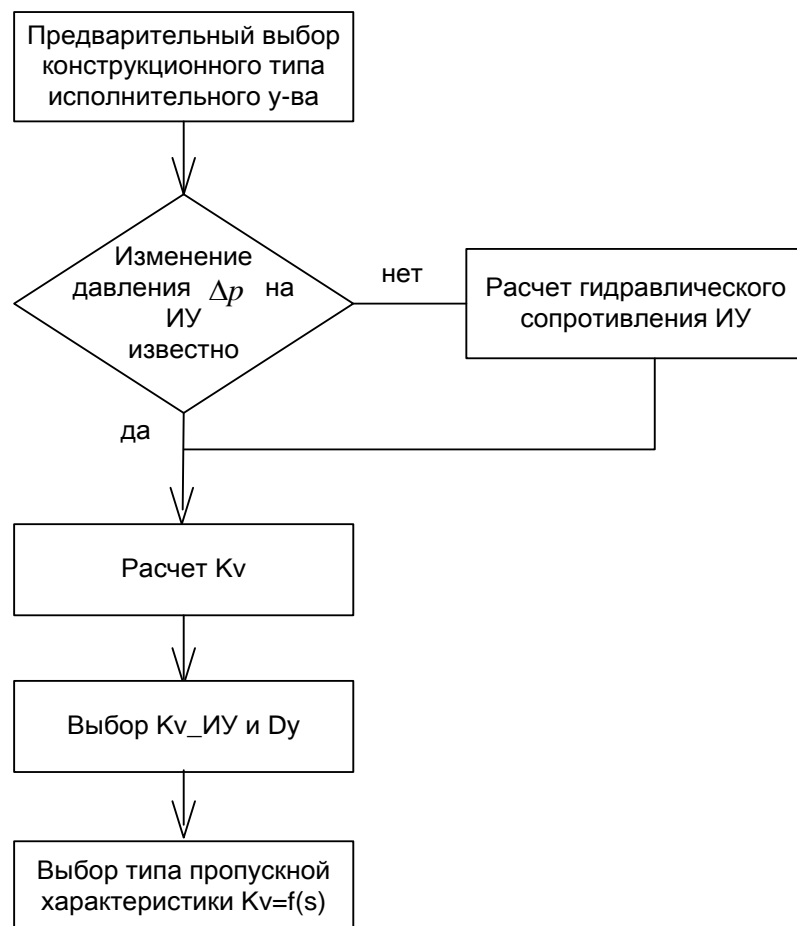


Рис. 16 Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

Пропускную способность задвижки K_v (м³/час) рассчитывают по формуле [3]:

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на задвижке (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после задвижки;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0=1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см^2 ;

Δp – изменение давления в трубопроводе $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

ρ – плотность нефти 838 кг/м^3 ;

Q_{\max} – максимальное значение расхода $480 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее $621 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер задвижки к трубопроводу – $D_y = 400 \text{ мм}$.

Задвижка соответствует ОТТ:75.180.00:КТН:273:06

В соответствии с таблицей, подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана.

Задвижка шиберные с электроприводом и ручным управлением DN изображена на рисунке 17.[17]

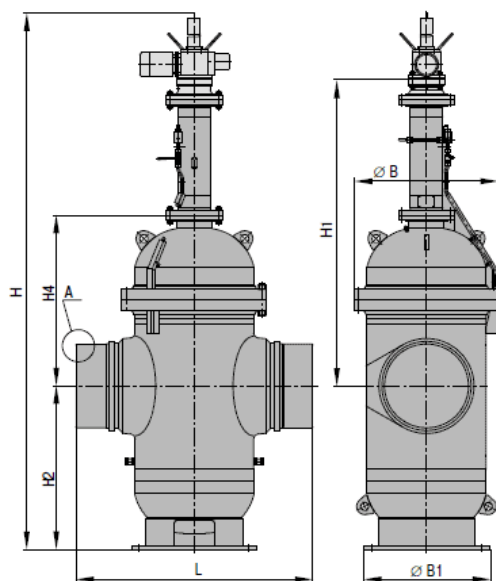


Рис. 18.Задвижка шиберная с электроприводом и ручным управлением

Технические характеристики задвижки приведены в таблице 10.

Таблица 10

| Техническая характеристика | Значение |
|--|--|
| Условное давление P_y , МПа | 6,3; 10,0; 15,0 |
| Условный проход, мм | 300, 350, 400, 500, 700, 800, 1000, 1050 |
| Пропускная характеристика | равнопроцентная, линейная; |
| Диапазон температур регулируемой среды | -40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C |
| Диапазон температур окружающей среды | -40/-50/-60... + 70°C, |
| Исходные положения клина | НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое |
| Присоединительные размеры | Под сварное соединение с трубопроводом 1020×12 мм |
| Материал корпуса | сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы; |
| Класс герметичности для регулирующих клапанов по ГОСТ 23866-87(по DIN) | По ГОСТ выше IV (по DIN – V) |
| Класс герметичности по ГОСТ 9544-93 | A |

Выбран электропривод ЭПЦ 15000.



Рис. 19.ЭПЦ 15000

Взрывозащищенные электроприводы "ЭПЦ-15000/20000/35000/50000" предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (задвижки клиновые, задвижки шиберные) DN 800..1200 PN 8,0..15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса "1" и "2" по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ, в которых возможно образование паро- и газозоудшных взрывоопасных смесей категории ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4 по классификации ГОСТ Р 51330.5 и ГОСТ Р 51330.11. [18]

Выбранный электропривод выполняет следующие функции:

- Заккрытие - открытие проходного сечения арматуры и остановка затвора арматуры в любом промежуточном положении по командам оператора;

- Автоматическое отключение электродвигателя по сигналам датчика положения (при достижении запорным устройством арматуры крайних положений) или по сигналам муфты ограничения крутящего момента (при превышении допустимых нагрузок на выходном звене заданных значений крутящего момента в любом положении затвора арматуры внутри заданного диапазона перемещений);
- Выдача информации на встроенный мост местного управления при достижении запорным устройством арматуры крайних положений и при срабатывании муфты ограничения крутящего момента;
- Перемещение затвора арматуры от привода ручного дублера и автоматическое его выключение при включении электродвигателя;
- Указание текущего положения затвора арматуры внутри заданного диапазона перемещения;

Перевод затвора арматуры из одного крайнего положения в другое за время, не более:

для нефтепровода DN 700 - 240с;

для нефтепровода DN 800 - 300с;

для нефтепровода DN 1000-1200 - 300..420с.

Пример записи при оформлении заказа:

"Электропривод взрывозащищенный "ЭПЦ-50000" F48.8.T220 (T024).УХЛ1-а(р) ТУ 3791-019-00139181-2006, где

- "ЭПЦ" - электропривод с циклическим повторно-кратковременным режимом работы;
- 50000 - максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм;
- F48 - тип присоединительного места к арматуре;

- 8 - максимальная частота вращения выходного звена, об/мин;
- T220(T024) - модификация блока электронного управления по интерфейсным сигналам;
- УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150;
- а - тип взрывозащищенных кабельных вводов для подвода внешних силовых цепей и цепей сигнализации и управления в бронированных кабелях;
- р - тип взрывозащищенных кабельных вводов для подвода внешних силовых цепей и цепей сигнализации и управления в небронированных кабелях, проложенных в стационарных трубах или гибких армированных шлангах. Данный тип кабельных вводов поставляется по отдельному Заказу.

Технические характеристики привода приведены в таблице 11.

Таблица 11

| Наименование параметра | ЭПЦ-15000 | ЭПЦ-20000 | ЭПЦ-35000 | ЭПЦ-50000 |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Тип присоединительного места | Д | F40 | F48.8 | F48 |
| Климатическое исполнение привода | УХЛ1 | УХЛ1 | УХЛ1 | УХЛ1 |
| Максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм | 15000 | 20000 | 35000 | 50000 |
| Частота вращения выходного звена, об/мин: | 10 | 10 | 8 | 8 |
| Диапазон ограничения крутящего момента на выходном звене, Нм | 3000...15000 | 4000...20000 | 7000...35000 | 20000...50000 |

2.7 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001 ЭС.05). Первичные и внешитовые приборы:

- Датчики избыточного давления Метран 150 CG5, установленные на входе и выходе нефти МНА;
- Датчик избыточного давления Метран 150 CG3, установленный в система маслоснабжения МНА;
- Датчики избыточного давления Метран 150 CG4, установленные в вентиляции корпуса электродвигателя, клапана продувки электродвигателя, возбuditеля электродвигателя и системе водяного охлаждения электродвигателя;
- Датчики температуры ТСМ 9703, измеряющие температуру подшипников насоса и электродвигателя, и внутри корпуса электродвигателя;
- Датчик температуры ТСМ 9502, измеряющий температуру обмоток статора электродвигателя;
- датчики измерения виброскорости подшипников насоса и электродвигателя ИВД-3;
- Сигнализатор уровня утечек ДС-СУ1-01

Для передачи сигналов от уровнемера и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены

однопроводными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм [1].

2.8 Выбор алгоритмов управления АС ГНПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данной ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,
- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.8.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора и отображения данных. Алгоритм представлен на рисунке 20.

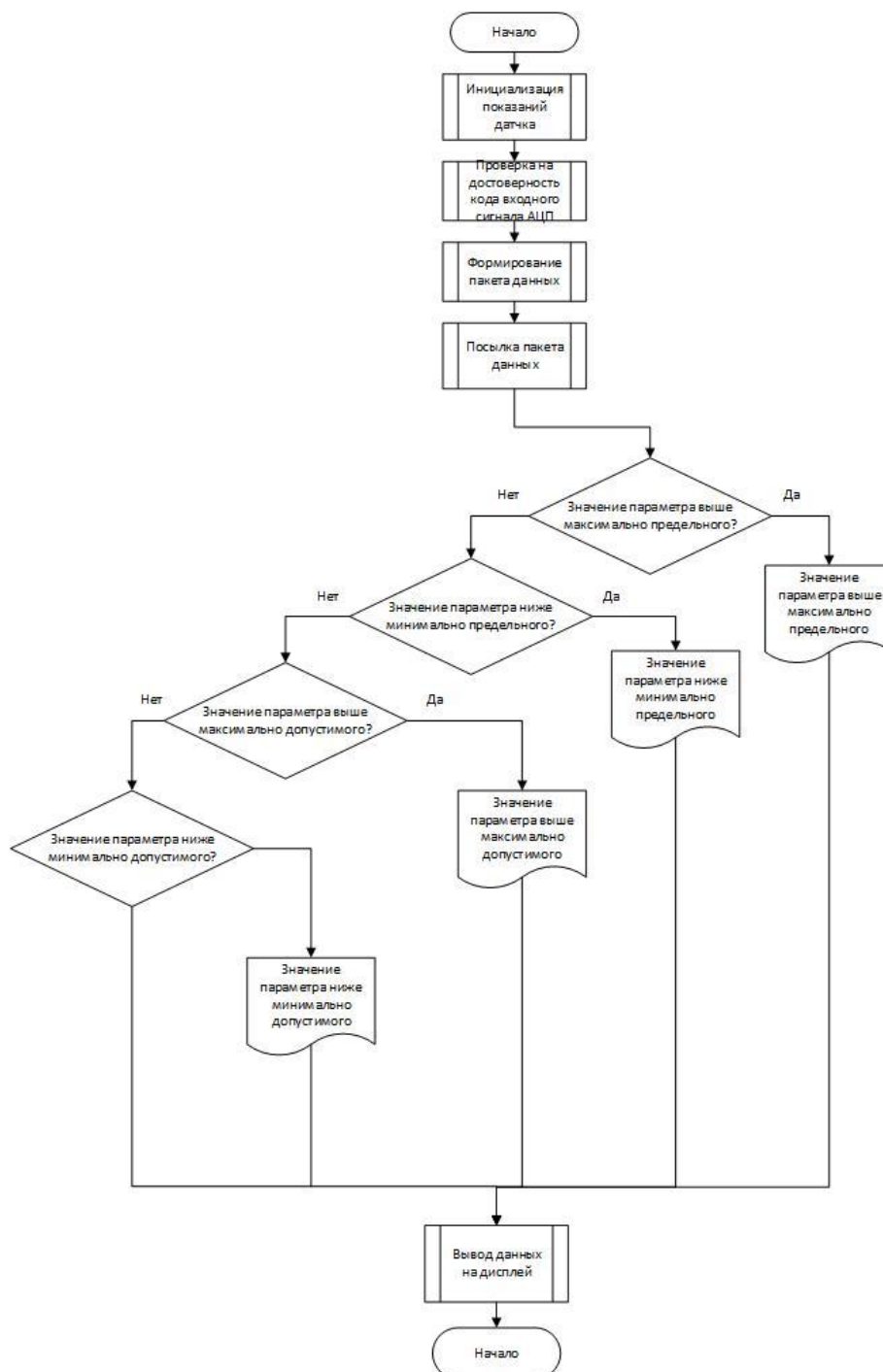


Рис. 20. Общий алгоритм сбора и отображения данных

2.8.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования

Объектом автоматизации является магистральный насосный агрегат. Для выбранного технологического оборудования разработан алгоритм пуска/останова, с учётом останова по состоянию агрегатных защит. [19] В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя и схемы электроснабжения могут быть предусмотрены различные программы пуска агрегата, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска электродвигателя:

- на открытую (полностью) задвижку;
- на закрытую задвижку;
- на открывающуюся задвижку (задвижка сдвинулась с закрытого положения или находится в промежуточном положении).

В данном алгоритме используется пуск двигателя на открытую задвижку.

Алгоритм пуска насосного агрегата МНАС представлен на рис. 21. Алгоритм аварийного останова МНА представлен на рисунке 22.

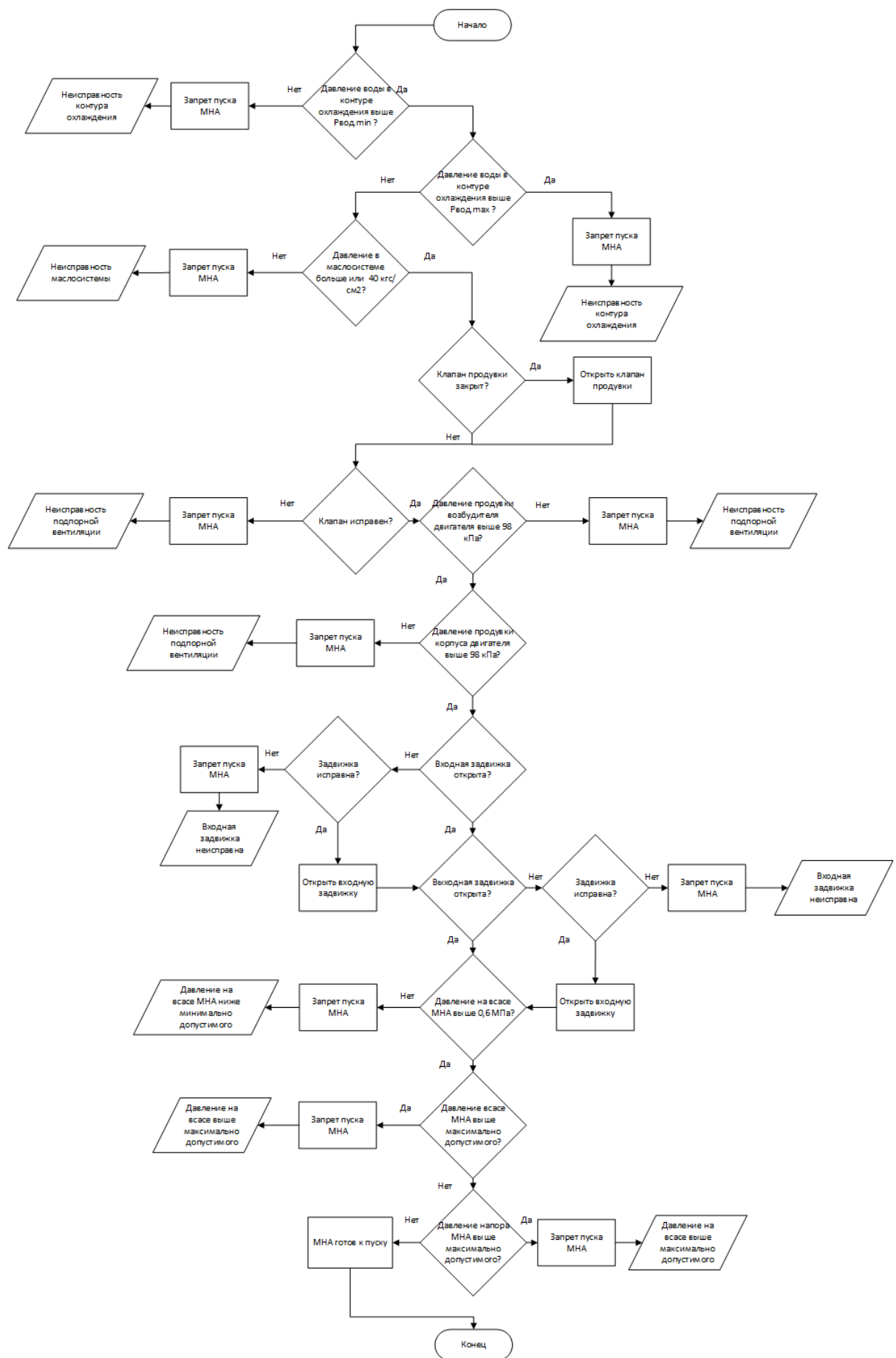


Рис. 21. Алгоритм проверки готовности МНА к пуску

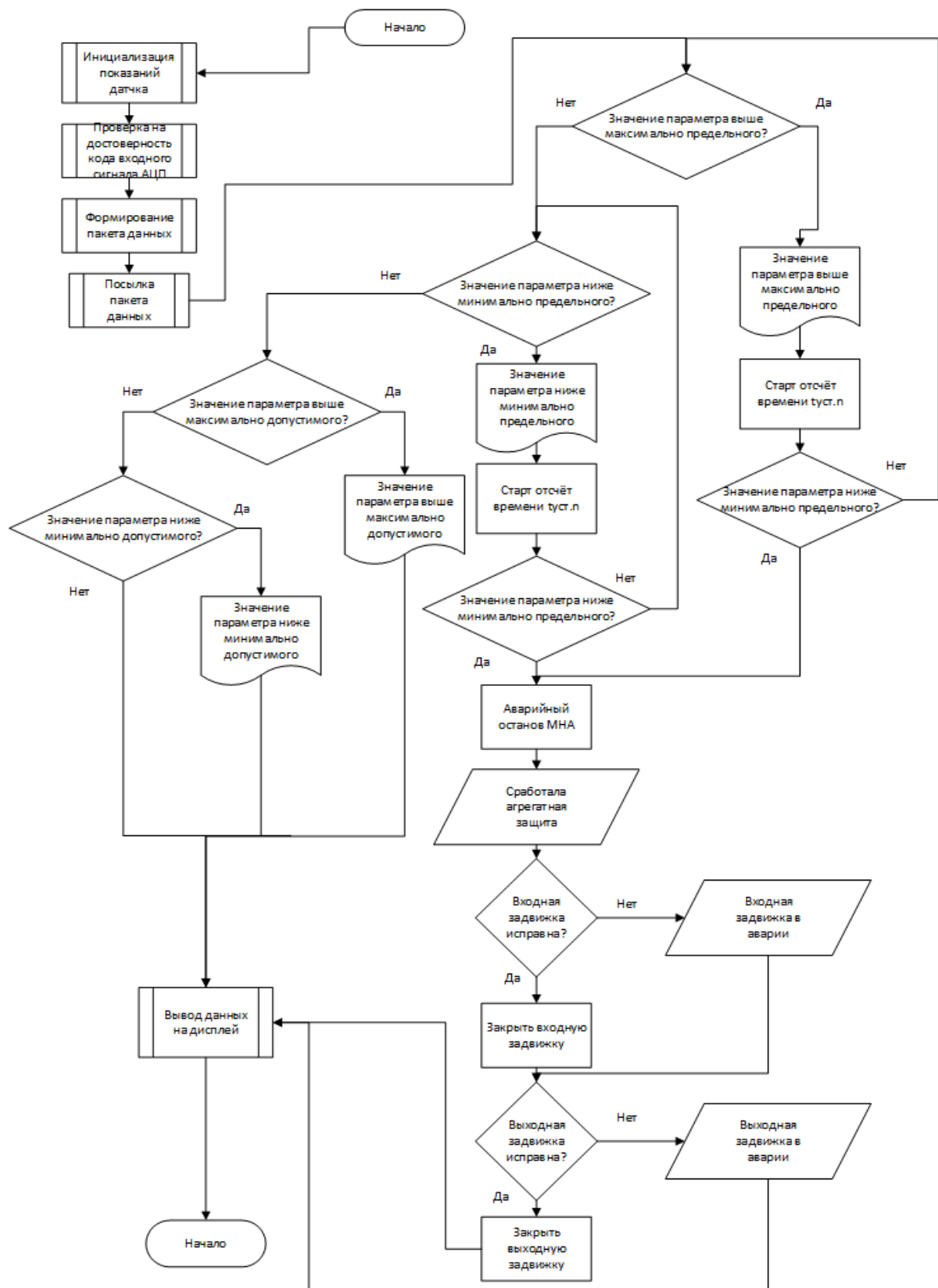


Рис.22. Алгоритм опроса датчика и аварийного останова

2.8.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе перекачки нефти на ГНПС необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе ПНС, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе МНА. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 5 метров. Динамика объекта управления $W(p)$, выраженная как отношение «расход вещества через клапан» (объемный расход жидкости после клапана) к «расходу вещества через расходомер» (измеряемый объемный расход жидкости) приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода согласно [3] для схемы управления насосом дросселированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(\dot{d})} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p},$$
$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{4},$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

ρ – плотность жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице 12.

Таблица 12

| | Наименование | Ед. изм. | Количество |
|----|---|--------------------|--------------------------------|
| 1 | Плотность нефти | кг/м ³ | 838 |
| 2 | Вязкость нефти при 20°C | мм ² /с | 5,86 |
| 3 | Выход фракций, не менее, до температуры: 200 °C 300°C 350°C | % об. | 27 47 57 |
| 4 | Массовая доля парафина, не более | % масс. | 6,0 |
| 5 | Массовая доля воды, не более | % масс. | 0,5 |
| 6 | Класс опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76* | | 3 |
| 7 | Предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны (при перекачке и отборе проб) | мг/м ³ | 10 |
| 8 | Температура самовоспламенения | °C | 250 |
| 9 | Рабочее давление в трубопроводе, не более | МПа | 6 |
| 10 | Объемный расход жидкости | м ³ /ч | 480 |
| 11 | Длина участка трубопровода | м | 5 |

| | | | |
|----|----------------------------------|---------------------|-----|
| 12 | Диаметр трубы | мм | 200 |
| 13 | Перепад давления на трубопроводе | кгс/см ³ | 0,5 |

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,2^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} = \frac{480}{0,0314} \sqrt{\frac{838}{2 \cdot 0,098 \cdot 0,5 \cdot 10^6}} = 0,3827 \text{ с},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 0,0314 \cdot 0,3827^2}{\frac{480}{3600}} = 0,354 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{5 \cdot 0,0314}{\frac{480}{3600}} = 3,2 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p} = \frac{1}{0,354p+1} e^{-3,2p}.$$

Задание по давлению сравнивается с текущим значением давления, полученным при помощи датчика давления. По рассогласованию регулятор уровня формирует задание по положению регулирующего органа. Заданное положение сравнивается с текущим, полученным от датчика положения регулирующего органа. На основе рассогласования по положению блок управления формирует управляющий сигнал на исполнительный механизм.

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f.$$

Задвижка

$$Q = k\omega$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q.$$

Так как частота регулируется из соотношения входного тока 4-20 мА и частоты от 0 до 300 кГц, то коэффициент передачи будет 15. Постоянная времени была взята из технической документации преобразователя. Коэффициент передачи электропривода обоснован как отношение частоты при 300 кГц и максимальной частоты вращения 600 об/мин, поэтому коэффициент принят 0,002, а постоянная времени определена из технической документации, по кривой разгона.

Подставив численные значения в выражения получаем:

ПФ частотного преобразователя:

$$W_{\text{чп}}(p) = \frac{K_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}} \cdot p + 1} = \frac{15}{0,2 \cdot p + 1}$$

ПФ электропривода:

$$W_{\text{дв}}(p) = \frac{K_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot p + 1} = \frac{0,002}{0,08 \cdot p + 1}$$

Модель в пакете Simulink представлена на рисунке 24.

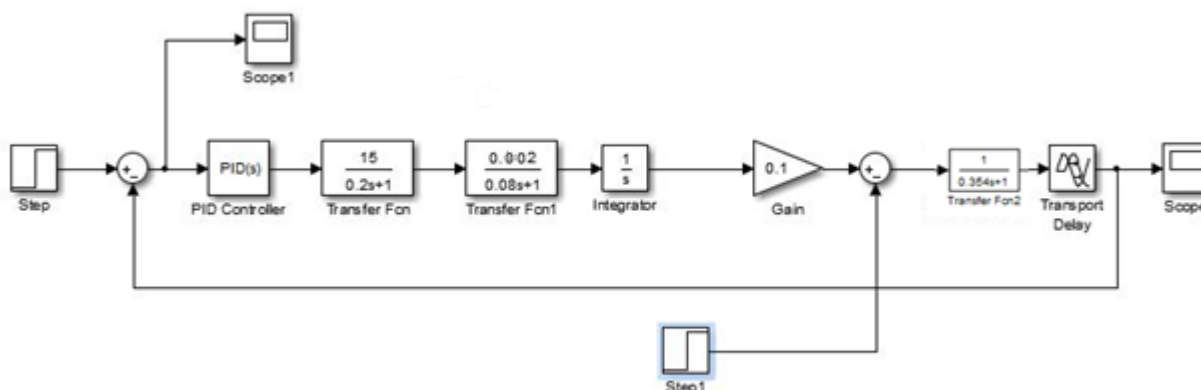


Рис. 24. Схема моделирования регулируемого процесса

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 25.

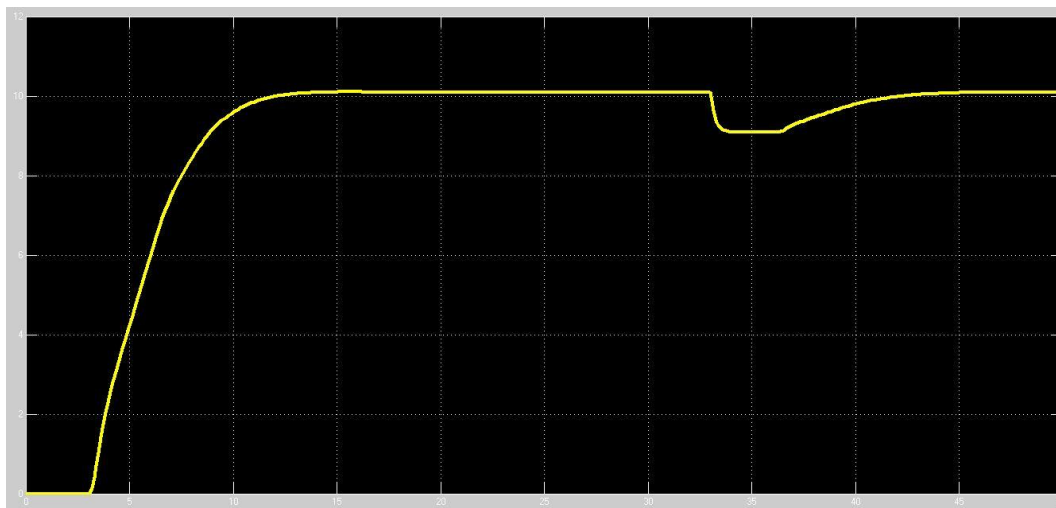


Рис. 25 График переходного процесса САР

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 12 сек. Также наблюдаем поддержание заданного значения давления при возникновении возмущения. Отсутствие перерегулирование положительно сказывается на эксплуатации насоса

2.9 Разработка программного обеспечения для программируемых логических контроллеров

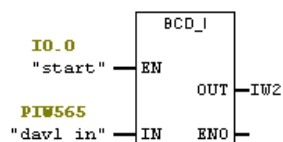
Для программирования логического контроллера будем использовать программную среду Step7. В программной среде Step7 имеется большой набор стандартных элементов, позволяющих реализовать практически любую логику действий. Программирование будем осуществлять на языке функциональных блоков FBD. Программа, реализующая управление включением/отключением МНА, представлена на рисунке 26.

OB1 : "Main Program Sweep (Cycle)"

Comment:

Network 1: Title:

Comment:



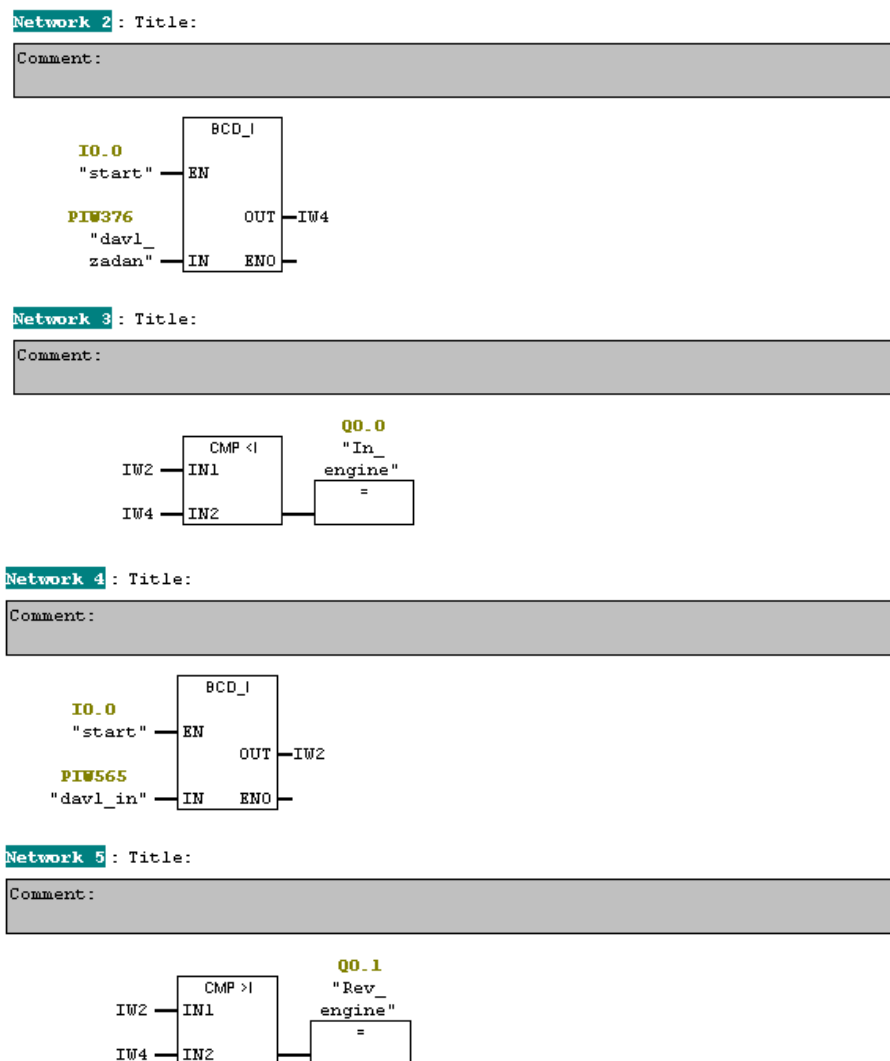


Рис. 26 FBD-диаграмма программы управления работой насосных агрегатов МНС

2.10 Экранные формы АС ГНПС

Управление в АС ГНПС реализовано с использованием SCADA-системы InfinityLite1.0 компании ЭлеСи. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система InfinityLite1.0 обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние,

независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

2.10.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.07).

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов ГНПС: узел подключения станции, площадка фильтров грязеуловителей, резервуарный парк, подпорная насосная станция, узел учета нефти, магистральная насосная станция и канал регулирования давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров ГНПС. Открытие мнемосхем объектов ГНПС происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов ГНПС включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов ГНПС и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта ГНПС.

2.10.2 Разработка экранных форм АС ГНПС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно, состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;

- окно оперативных сообщений;
- строка состояния.

Рабочее окно интерфейса АРМ оператора показано на рисунке 27.



Рис. 27 Рабочее окно интерфейса оператора

2.10.2.1 Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 28 и 29.



Рис. 28 Главное меню АРМ оператора (начало)



Рис. 29 Главное меню АРМ оператора (продолжение)

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции:

- кнопка «F1» – вызов меню «Справка»;
- кнопка «F2» – квитирование звуковой сигнализации (при срабатывании происходит мигание «звонка», цвет которого может быть красным или желтым в зависимости от приоритета возникшей ситуации);
- кнопка «НПС» – вызов мнемосхемы «Нефтеперекачивающая станция»;
- кнопка «МНС» – вызов мнемосхемы «Магистральная насосная станция»;
- кнопки-индикаторы «МА1», «МА2», «МА3», «МА4» – отображение состояния магистральных насосных агрегатов и вызов мнемосхем магистральных насосных агрегатов;
- кнопка «КРД» – вызов мнемосхемы «Камера регулирования давления»;
- кнопка «ПНС» – вызов мнемосхемы «Подпорная насосная станция»;
- кнопки-индикаторы «ПА1» и «ПА2» – отображение состояния подпорных насосных агрегатов и вызов мнемосхем подпорных насосных агрегатов;
- кнопка «БРУ» – вызов мнемосхемы «Блок ручного управления»;
- кнопка «НП» – вызов мнемосхемы «Нормативные параметры»;
- кнопка-индикатор «МС» – отображение состояния маслосистемы магистральных насосных агрегатов и вызов мнемосхемы «Маслосистема»;
- кнопка-индикатор «ВС» – отображение состояния вентиляции и вызов мнемосхемы «Вентиляционная система»;
- кнопка-индикатор «ВД» – отображение состояния системы охлаждения двигателей магистральных насосных агрегатов и вызов мнемосхемы «Воздушное охлаждение двигателей»;
- кнопка-индикатор «УТ» – отображение состояния системы откачки утечек и вызов мнемосхемы «Система откачки утечек»;
- кнопка «УПС» – вызов мнемосхемы «Узел подключения станции»;
- кнопка «ФГУ» – вызов мнемосхемы «Фильтры-грязеуловители»;
- кнопка «РП» – вызов мнемосхемы «Резервуарный парк»;
- кнопка «УУН» – вызов мнемосхемы «Узел учета нефти»;

– кнопки «Станция», «1», «2», «3», «4» в поле «Защиты МНА» и кнопки «1», «2» в поле «Защиты ПНА» – вызов мнемосхем защиты магистральных насосных агрегатов, подпорных насосных агрегатов и станции;

– кнопка «Дист» в поле «Режим» – выбор режима управления НПС;

– кнопка «Стоп НПС» – вызов всплывающего окна останова насосной перекачки нефти;

– кнопка «Меню» – вызов всплывающего окна меню инженера;

– выпадающее меню – вызов мнемосхемы объекта НПС.

Используемые кнопки-индикаторы имеют цветовую кодировку. Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 13.

Таблица 13

| Цвет | Значение |
|-----------|-------------------------------------|
| зеленый | агрегат включен |
| желтый | агрегат отключен |
| оранжевый | агрегат находится в режиме «Резерв» |

2.10.2.2 Область видеокадра

Видеокадры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокадров входят:

– мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;

– всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;

– табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокадра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

– Магистральный насосный агрегат (ФЮРА.425280.001.ЭС.08);

На мнемосхеме «Резервуарный парк» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры;
- измеряемые параметры головной нефтеперекачивающей станции;
- состояние и режим работы задвижек Z1-2.

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнено следующее:

- выбор режима работы и управление задвижками;
- маскирование, имитация и квитирование измеряемых и сигнализируемых параметров.

2.10.2.3 Мнемознаки

2.10.2.3.1 Мнемознак аналогового параметра

На рисунке 27 представлен мнемознак аналогового параметра.

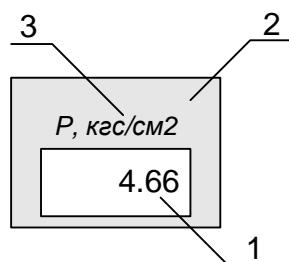


Рис. 30. Мнемознак аналогового параметра

В части 1 отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета части 2 для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- желтый цвет – параметр достоверен и достиг допустимого (максимального или минимального) значения;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;
- темно-серый цвет – параметр недостоверен;
- коричневый цвет – параметр маскирован.

Красный цвет части 2 сопровождается миганием до тех пор, пока оператор не выполнит операцию квитирования, т.е. не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

В части 3 отображается единица измерения аналогового параметра.

2.10.2.3.2 Мнемознак «Задвижка»

На рисунке 31 представлен мнемознак «Задвижка».

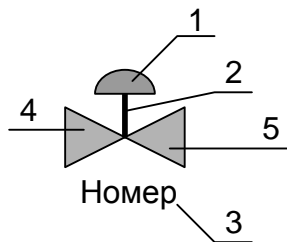


Рис. 31. Мнемознак «Задвижка»

Часть 1 отображает режимы управления задвижкой:

- серый цвет – управление отключено;
- желтый цвет – местное управление;
- синий цвет – дистанционное управление;
- красный цвет – авария по управлению (невозможность управления задвижкой).

При невыполнении команд управления «Открыть», «Заккрыть» и «Стоп» часть 2 окрашивается в красный цвет.

Часть 3 предназначена для отображения номера задвижки.

Части 4 и 5 предназначены для отображения состояния задвижки:

- обе части зеленого цвета – задвижка открыта;
- обе части желтого цвета – задвижка закрыта;
- одна часть зеленого, другая желтого цвета – промежуточное положение;
- периодическая смена зеленого и черного цвета (пульсирование) обоих элементов – открывается;
- периодическая смена желтого и черного цвета (пульсирование) обоих элементов – закрывается;

- обе части серого цвета – неопределенное состояние.
- обе части красного цвета – авария (срабатывание моментного выключателя).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------|
| 3-8Т31 | Черепанов |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа | ИШИТР | Отделение | Автоматизации и робототехники |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Автоматизация технологических процессов и производств |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Определение назначения объекта и определение целевого рынка |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований | Планирование этапов работ, составление графика работ |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Оценка сравнительной эффективности проекта |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|---------------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ШИП | Шаповалова Наталья Владимировна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------|---------|------|
| 3-8Т31 | Черепанов | | |

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 7). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система управления ЦПСН, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 14 – Оценочная карта

| Критерии оценки | Вес кри- терия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|--|----------------------|--------------------------|---|--|--------------------------|---|--|
| | | Прое- кт АСУ ТП | Существу- ющая система управлени- я | Разрабо- тка АСУ ТП сторонн- ей компан- ией | Прое- кт АСУ ТП | Существу- ющая система управлени- я | Разрабо- тка АСУ ТП сторонн- ей компан- ией |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| Повышение производительнос- ти | 0,08 | 5 | 2 | 4 | 0,4 | 0,16 | 0,32 |
| Удобство в эксплуатации | 0,06 | 4 | 2 | 4 | 0,24 | 0,12 | 0,24 |
| Помехоустойчиво- сть | 0,05 | 2 | 3 | 2 | 0,1 | 0,15 | 0,1 |
| Энергоэкономичн- ость | 0,05 | 2 | 3 | 2 | 0,1 | 0,15 | 0,1 |
| Надежность | 0,12 | 5 | 2 | 4 | 0,6 | 0,24 | 0,48 |
| Уровень шума | 0,02 | 2 | 2 | 2 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| Безопасность | 0,11 | 5 | 3 | 5 | 0,55 | 0,33 | 0,55 |
| Потребность в ресурсах памяти | 0,03 | 2 | 5 | 3 | 0,06 | 0,15 | 0,09 |
| Функциональная мощность (предоставляемые возможности) | 0,03 | 1 | 2 | 1 | 0,03 | 0,06 | 0,03 |
| Простота эксплуатации | 0,07 | 5 | 3 | 4 | 0,35 | 0,21 | 0,28 |
| Качество интеллектуальног- о интерфейса | 0,05 | 4 | 0 | 4 | 0,2 | 0 | 0,2 |
| Возможность подключения в сеть ЭВМ | 0,02 | 4 | 0 | 5 | 0,08 | 0 | 0,1 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|-----------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-------------|-------------|-------------|
| Конкурентоспособность продукта | 0,03 | 2 | 2 | 3 | 0,06 | 0,06 | 0,09 |
| Уровень проникновения на рынок | 0,03 | 1 | 5 | 3 | 0,03 | 0,15 | 0,09 |
| Цена | 0,07 | 5 | 5 | 1 | 0,35 | 0,35 | 0,07 |
| Предполагаемый срок эксплуатации | 0,05 | 5 | 3 | 5 | 0,25 | 0,15 | 0,25 |
| Послепродажное обслуживание | 0,05 | 5 | 3 | 3 | 0,25 | 0,15 | 0,15 |
| Финансирование научной разработки | 0,04 | 2 | 2 | 1 | 0,08 | 0,08 | 0,04 |
| Наличие сертификации разработки | 0,04 | 1 | 3 | 5 | 0,04 | 0,12 | 0,2 |
| Итого: | 1 | 60 | 50 | 61 | 3,67 | 2,67 | 3,42 |

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: срок эксплуатации выше, цена разработки ниже, повышение производительности и безопасности, качественный интерфейс.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб. | Содержание работы | Должность исп-ля | Загрузка |
|--|-----------|---|---------------------|--------------------|
| Разработка задания на НИР | 1 | Составление и утверждение задания НИР | Р | Р-100% |
| Проведение НИР | | | | |
| Выбор направления исследования | 2 | Изучение исходных данных и материалов по тематике | Р, СД | Р-50%, СД-100% |
| | 3 | Разработка и утверждение техзадания (ТЗ) | Р, СД | Р-100%, СД-100% |
| | 4 | Календарное планирование работ | Р, СД | Р-50%, СД-100% |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Разработка структурных схем | СД | СД-100% |
| | 6 | Разработка функциональных схем | СД | СД-100% |
| | 7 | Выбор технических средств автоматизации | Р, СД | Р-50% СД-100% |
| | 8 | Выбор алгоритмов управления | Р, СД | Р-50% СД-100% |
| | 9 | Разработка экранной формы | СД | СД-100% |
| Оформление отчета по НИР | 10 | Составление пояснительной записки | СД | СД-100% |

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{ВЫХ}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВЫХ}} = 104$);

$T_{\text{ПР}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПР}} = 14$).

В таблице 16 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 16 – Временные показатели проведения работ

| № раб. | Исполнители | Продолжительность работ | | | | | | |
|--------|-------------|-------------------------|------------------|------------------|------------|------|-------------|----|
| | | Tmin, чел- дн. | Tmax, чел-дн. | Тож, чел- дн. | Тр, раб.дн | | Ткд, кал.дн | |
| | | | | | Р | СД | Р | СД |
| 1 | Р | 1 | 2 | 1,4 | 1,4 | - | 2 | - |
| 2 | Р, СД | 1 | 2 | 1,4 | 0,7 | 1,4 | 1 | 2 |
| 3 | Р, СД | 2 | 3 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 3 | 3 |
| 4 | Р, СД | 1 | 2 | 1,4 | 0,7 | 1,4 | 1 | 2 |
| 5 | СД | 2 | 3 | 2,4 | - | 2,4 | - | 3 |
| 6 | СД | 5 | 10 | 7 | - | 7 | - | 10 |
| 7 | Р, СД | 2 | 3 | 2,4 | 1,2 | 2,4 | 2 | 3 |
| 8 | Р, СД | 3 | 6 | 4,2 | 2,1 | 4,2 | 3 | 6 |
| 9 | Р, СД | 3 | 6 | 4,2 | - | 4,2 | - | 6 |
| 10 | СД | 1 | 2 | 1,4 | - | 1,4 | - | 2 |
| Итого | | | | | 8,5 | 26,8 | 12 | 37 |

На основе таблицы 6 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 17 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 17 – План-график

| № | Вид работы | Исп-ли | Ткд | С 16.04.2018 г. по 24.05.2018 г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|---------|--------|---|---|---|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---|--|--|--|--|--|--|--|--|
| 1 | Составление и утверждение задания НИР | Р | 2 |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Изучение исходных данных и материалов по тематике | Р СД | 1 2 | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Разработка и утверждение ТЗ | Р СД | 3 3 | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Календарное планирование работ | Р СД | 1 2 | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Разработка структурных схем | СД | 3 | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Разработка функциональных схем | СД | 10 | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Выбор технических средств автоматизации | Р СД | 2 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |
| 8 | Выбор алгоритмов управления | Р СД | 3 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |
| 9 | Разработка экранной формы | СД | 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |
| 10 | Составление пояснительной записки | СД | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |



-руководитель



- студент-дипломник

3.3 Бюджет научно-технического исследования

3.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 8 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 18 – Материальные затраты

| Наименование | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб | Затраты на материалы, руб. |
|----------------------------|-------------------|------------|------------------|----------------------------|
| Контроллер Siemens S7-300 | шт. | 1 | 345 000 | 431250 |
| Сигнализатор уровня ДССУ | шт. | 4 | 15 000 | 69000 |
| Датчик температуры ТСМ9703 | шт. | 4 | 25 000 | 115000 |
| Датчик вибрации ИВДЗ | шт. | 4 | 65 700 | 302220 |
| Датчик давления Метран-150 | шт. | 4 | 68 000 | 312800 |
| Электропривод ЭПЦ 15000 | шт. | 2 | 197 000 | 492500 |
| Итого: | | | | 1722770 |

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 8 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

| Наименование | Количество единиц | Цена единицы оборудования, руб | Общая стоимость, руб |
|---------------|-------------------|--------------------------------|----------------------|
| Infinity Lite | 1 | 30 000 | 30000 |
| ИТОГО: | | | 30000 |

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}}$$

Где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

При расчете заработной платы приняты оклады инженера и руководителя согласно окладам ПАО «ФСК ЕЭС»,

Оклад инженера составляет 22 000 руб.

Оклад руководителя составляет 28 000 руб.

На предприятии действует районный коэффициент 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Основная заработная плата

| Исполнители | Тарифная заработная плата, руб. | Районный коэффициент, % | должностной оклад работника, руб | Среднедневная заработная плата руб./день | Продолжительность работ, дней | Зарплата основная, руб |
|--------------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------|------------------------|
| Руководитель | 28000 | 30 | 36400 | 1650,53 | 8,5 | 14029,47 |
| Инженер | 22000 | 30 | 28600 | 1296,84 | 26,8 | 34755,37 |
| Итого: | | | | | | 48784,84 |

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30%.

Таблица 21 - Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, руб |
|---|--------------------------------|
| Руководитель проекта | 14029,47 |
| Инженер | 34755,37 |
| Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, % | 30,00 |
| Итого: | 14635,45 |

3.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (1722770 + 30000 + 48784,84 + 14635,45) \cdot 0,15 = 272428,54 \text{ руб.}$$

Где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование статьи | Сумма, руб. |
|---|-------------------|
| 1. Материальные затраты | 1722770 |
| 2. Затраты на специальное оборудование | 30000 |
| 3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 48784,84 |
| 4. Отчисления во внебюджетные фонды | 14635,45 |
| 5. Накладные расходы | 272428,54 |
| 6. Бюджет затрат НТИ | 2088618,84 |

3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Внедрение автоматизированной системы позволило увеличить объем производства за счет оснащения современным оборудованием и модернизации системы нефтеперекачивающей станции. Новая автоматизированная система позволяет сократить количество операторов, обслуживающих систему. Увеличилась надежность системы за счет внедрения современного оборудования.

Таблица 23 – Сравнительная оценка после автоматизации

| Характеристики | До модернизации | После модернизации | Экономический прирост |
|------------------------|-----------------|--------------------|---|
| Объем производства | 100 т | 200 т | Увеличение в 2 раза |
| Межповерочный интервал | 1 год | 4 года | Увеличение межповерочного интервала в 4 раза |
| Надежность | 100 тыс. часов | 150 тыс. часов | Увеличение времени наработки на отказ в 1,5 раз |
| Количество операторов | 3 | 2 | 240000 руб/год |
| Срок службы | 15 лет | 25 лет | Увеличение срока службы на 10 лет |

Фонд ЗП на 1-го оператора 20 тыс. руб. в месяц

Экономия за год составит: $20 \cdot 12 = 240000$ руб

Увеличение производительности приводит к повышению выручки предприятия, увеличение межповерочного интервала снижает издержки на поверки, надежность системы снижает вероятность внеплановых простоев производства, также повышенный срок службы снижает издержки на новую разработку и ремонт.

Экономический эффект от внедрения системы примерно составляет прирост на 1000000 рублей в год.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------|
| | Черепанов |

| Школа | ИШИТР | Отделение | АиР |
|---------------------|-------------|---------------------------|------|
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | АТПП |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| Анализ оборудования автоматизированной системы | 1. Описание надежности и безопасности задвижек 2. Описание датчиков и повышение надежности системы |
| Связь контроллера и оператора | 1. Защита данных от ошибок |
| Интерфейсы оператора | 1. Удобство и защита использования мнемосхемы |

Перечень графического материала:

| | |
|--|----------------|
| При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров) | Мнемосхема ДНС |
|--|----------------|

| | |
|--|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|--|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент кафедры ЭБЖ | Невский Егор Сергеевич | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------|---------|------|
| | Черепанов | | |

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В ВКР рассматривается модернизация автоматизированной системы управления технологическим процессом магистральным насосным агрегатом на нефтеперекачивающей станции. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочей зоны, которой является магистральным насосный агрегат, непосредственно куда проектировалась автоматизированная система управления.

4.1. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ

Магистральные насосные агрегаты предназначены для перекачки нефти по магистральным трубопроводам в составе НПС в диапазоне подач номинального режима 1250 - 10 000 м³/ч и имеют частоту вращения ротора 3000 об / мин (50 Гц) для синхронных электродвигателей или близкую к ней для асинхронных двигателей.[4]

На входе и выходе насоса установлены задвижки, позволяющие изолировать насос от нефтепровода.

Общий вид магистрального насосного агрегата представлен на рисунке 3.

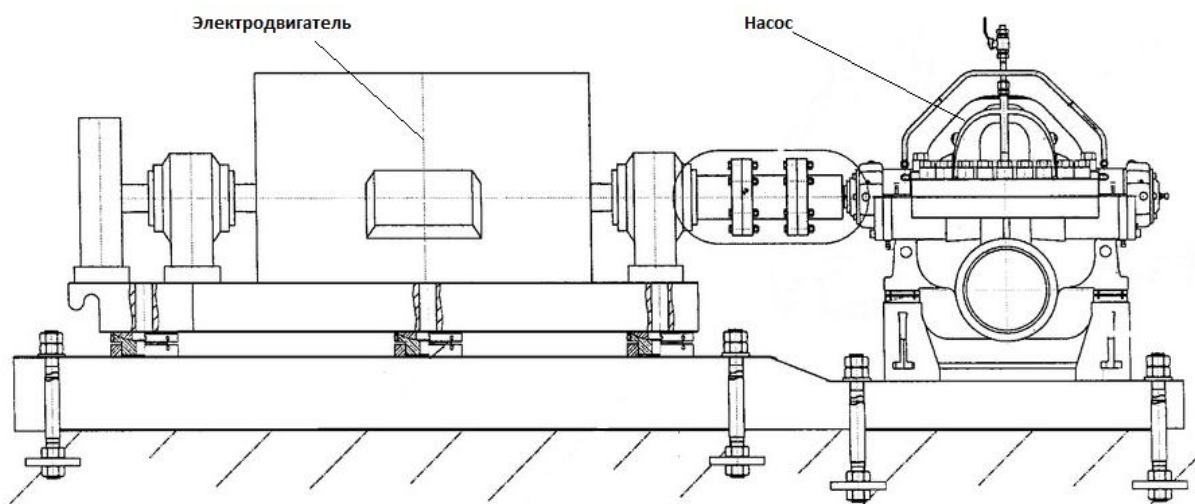


Рис. 3. Магистральный насосный агрегат

Для обеспечения нормальной работы магистральных насосных агрегатов предусмотрены следующие вспомогательные системы:

- Разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений;
- Смазки и охлаждения подшипников;
- Сбора утечек от торцевых уплотнений;
- Средств контроля и защиты насосных агрегатов;
- Подготовки и подачи сжатого воздуха;
- Обратного водоснабжения и охлаждения воды воздухом.

Точки измерения и автоматизации агрегатных защит приведены на рисунке 4.

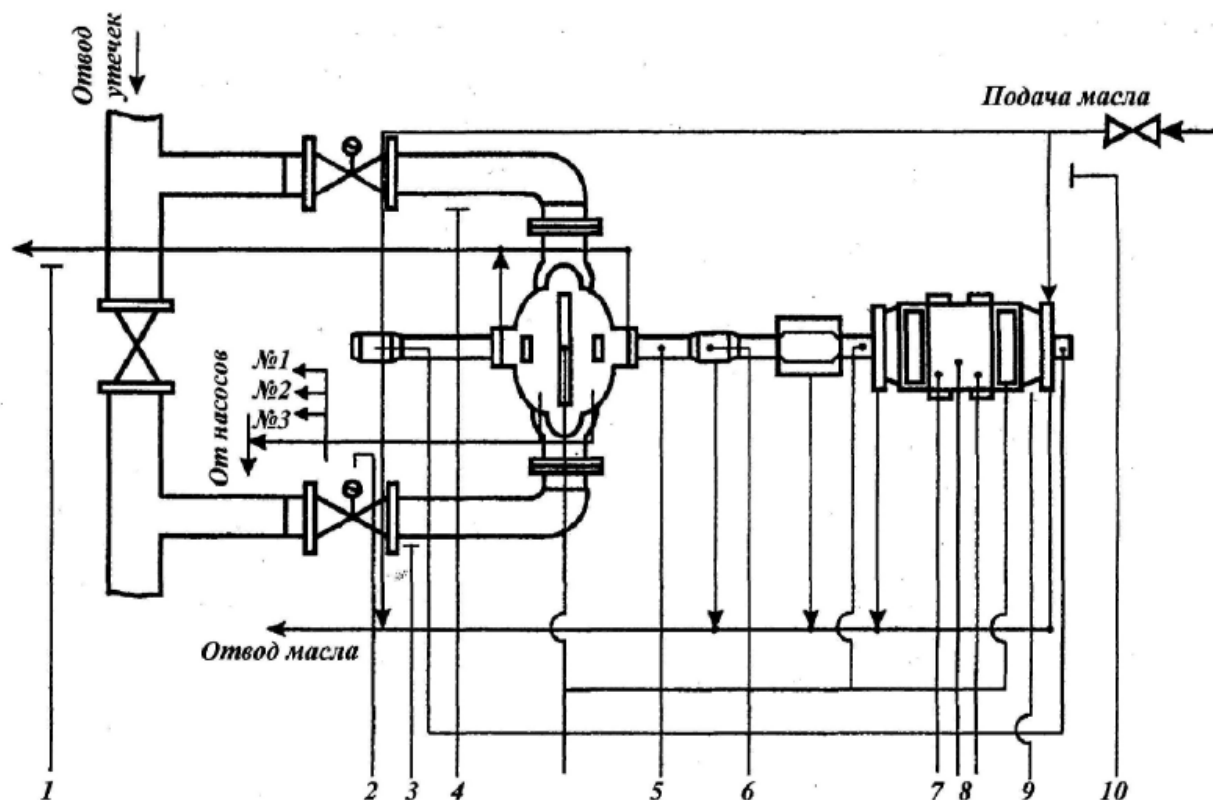


Рис. 4. Схема расположения точек измерения и автоматической защиты магистрального насосного агрегата

1. Данная система обеспечивает надёжную и безопасную эксплуатацию основного и вспомогательного оборудования, а так же гарантирует безопасную работу всей станции.
2. Подача масла осуществляется маслосистемой 10. Датчик давления передаёт показатель в контроллер. При отсутствии давления в линии смазки, контроллер блокирует запуск МНА, не допуская его к работе. При падении давления на работающем агрегате, данная защита останавливает его работу.
3. Тепловая защита корпуса 6 предотвращает перегрев насоса.
4. Система виброконтроля 5 предусматривает отключение агрегата, при превышение допустимых норм продольных и поперечных вибраций подшипников насоса и электродвигателя.
5. Датчики давления 3 и 4 осуществляют контроль давления на входе и выходе насоса

6. Датчик температуры 9 измеряет температуру сердечника и обмоток статора, отключая МНА при достижении критического значения параметра.
7. В точке 8 установлен датчик давления воздуха, нагнетаемого подпорной вентиляцией. Данный контур обеспечивает защиту от перегревов (в летнее время) и препятствует образованию конденсата внутри двигателя. Агрегат не допускается к работе, при отсутствии давления в системе вентиляции. При исчезновении давления во время работы, агрегат отключается.
8. Точка 7 – амперметр, реализующий измерение фазовых токов.
9. Необходимо наличие 2 контуров водяного охлаждения электродвигателя. В каждом, аналогично системе маслоснабжения, осуществляется измерение давления в контуре. При его отсутствии контроллер подаёт запрет на запуск агрегата. При исчезновении давления в контуре охлаждения на работающем агрегате, происходит остановка агрегата.
10. Система сбора утечек 1 производит отвод утечек нефти с торцевых уплотнений насоса и при превышении аварийной отметки уровня нефти в поплавковой камере происходит сигнализация, насос выключается и, при помощи входной и выходной задвижек, отсекается от магистрали.

4.2. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ АС

Объектом управления является ГНПС, в частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления МНА, а именно агрегатные защиты:

- давление на входе и выходе насоса;
- давление в системе маслоснабжения;
- давление воды в контуре охлаждения;
- контроль вибрации подшипников насосного агрегата и электродвигателя;
- температура подшипников насосного агрегата и электродвигателя;
- давление воздуха в корпусе электродвигателя;

- давление воздуха в клапане продувки;
- давление воздуха в корпусе возбудителя электродвигателя;
- температура сердечника и обмоток статора электродвигателя;
- температура в корпусе электродвигателя;
- максимальный уровень нефти в системе сбора утечек.

В качестве исполнительных устройств выступают задвижки с электроприводом на входе и выходе насоса.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (датчиков температуры, измерения виброскорости, измерения давления газообразных и жидких сред), сигнализатора максимального уровня жидкостии исполнительных устройств (задвижек с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровеньсостоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;

- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet. Связь контроллера и оператора

Контрольная сумма (хеш) — определенное значение рассчитанное для данных с помощью известных алгоритмов. Предназначается для проверки целостности данных при передаче.

В ВКР используется алгоритм MD5. MD5 — используется не только для проверки целостности данных, но и позволяет получить довольно надежный идентификатор файла. Последний часто используется при поиске одинаковых файлов на компьютере, чтобы не сравнивать все содержимое, а сравнить только хеш.

4.3.СХЕМЫ ИНФОРМАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ГНПС

Схема информационных потоков включает в себя три уровня сбора и хранения информации :

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть, включают в себя:

- давление нефти на входе МНА, МПа,
- давление нефти на выходе МНА, МПа,
- давление масла в системе маслоснабжения, кгс/см²,
- давление воды в системе водяного охлаждения электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в корпусе электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в клапане продувки электродвигателя, кгс/см²,
- давление воздуха в возбудителе электродвигателя, кгс/см²,
- температура корпуса насосного агрегата, °С,
- температура подшипников насосного агрегата, °С, (2 точки),
- температура подшипников электродвигателя, °С, (2 точки),
- температура воздуха в корпусе электродвигателя, °С,
- температура обмоток статора электродвигателя, °С,
- вертикальная виброскорость подшипников насосного агрегата, мм/с, (2 точки),
- вертикальная виброскорость подшипников электродвигателя, мм/с, (2 точки),
- горизонтальная виброскорость переднего подшипника насосного агрегата, мм/с,
- сигнализация о превышении уровня нефти в поплавковой камере торцевых уплотнений системы сбора утечек.

Рисунок – 9 Мнемосхема



4.4. ИНТЕРФЕЙСЫ

В ВКР используется SCADA система. На панели оператора отображаются технологические параметры.



Чтобы оператору было удобно ориентироваться стоит цветовое обозначение.

Таблица 27 – Назначение цветов

| Цвет | Значение |
|-----------|-------------------------------------|
| зеленый | агрегат включен |
| желтый | агрегат отключен |
| оранжевый | агрегат находится в режиме «Резерв» |

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

– Магистральный насосный агрегат;

На мнемосхеме «Резервуарный парк» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры;
- измеряемые параметры головной нефтеперекачивающей станции;
- состояние и режим работы задвижек Z1-2.

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнено следующее:

- выбор режима работы и управление задвижками;
- маскирование, имитация и квитирование измеряемых и сигнализируемых параметров.

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления головной нефтеперекачивающей станцией. В ходе ВКР был изучен технологический процесс перекачки нефти на ГНПС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации ГНПС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации ГНПС, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Метран, промышленных контроллеров SchneiderElectric Modicon M340 и программного SCADA-пакета InfinityLite 1.0. В данной выпускной квалификационной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК на языке FBD. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления (дресселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части ВКР проекта были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы ГНПС и объектов ГНПС.

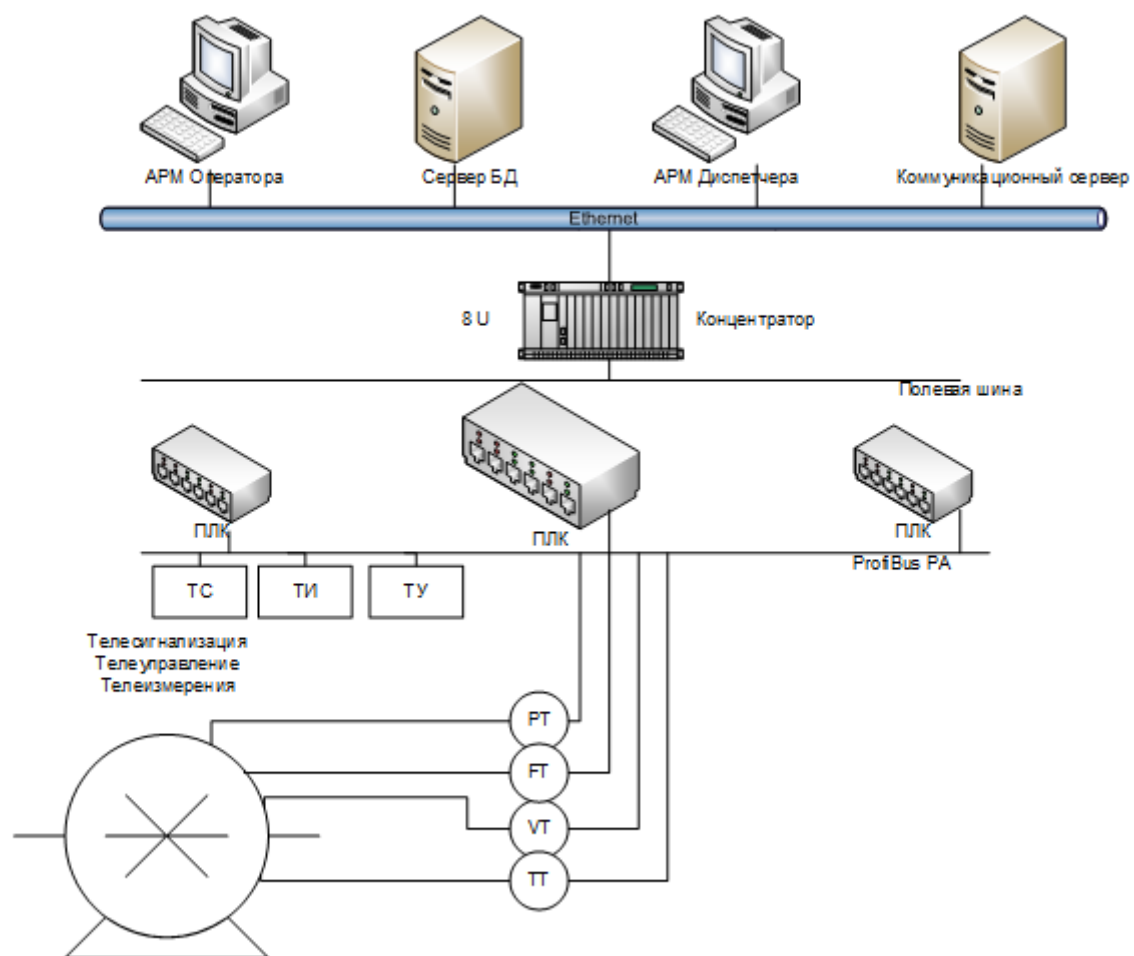
Таким образом, спроектированная САУ ГНПС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации ГНПС, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список используемых источников

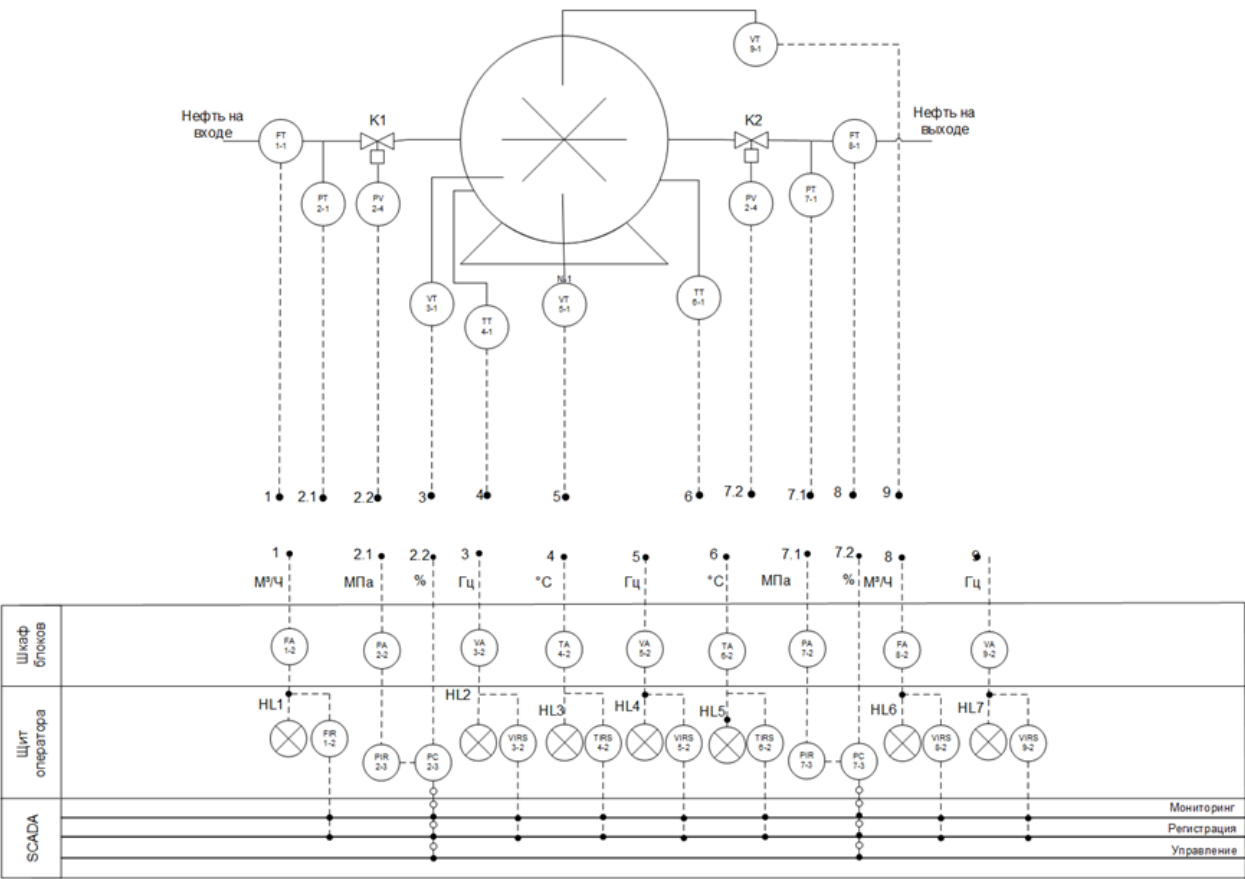
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Вайншток С.М., Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А., и др., Трубопроводный Транспорт нефти. Часть1 М.: ООО Недра-Бизнесцентр , 2002. - 407 с.
3. Блантер С.Г. «Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности»—Издательство: Недра; 1980. —478 с.
4. Гумеров А.Г., Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций,— 2003. УДК: 622.69. —350 с.
5. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
6. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
7. ГОСТ21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 2013.— 44с.
8. ANSI/ISA-5.1-2009, Instrumentation Symbols and Identification, -ISBN: 978-1-936007-29-5
9. http://iadt.siemens.ru/assets/files/infocenter/catalogs_and_brochures/as/ProductInfo/03_S7-300_r.pdf<http://wikipedia.org>
10. http://download.schneider-electric.com/files?p_File_Id=1590477&p_File_Name=3501267601RU.pdf
11. http://download.schneider-electric.com/files?p_File_Id=1590063&p_File_Name=3501247401RU.pdf<http://pipeline.gubkin.ru/oil/nps.html>
12. <http://www.iit-korolev.ru/1-01.html><http://www.unipark.ru/>

13. <http://www.omsketalon.ru/?action=tsp9703>
14. <http://www.omsketalon.ru/?action=tsp9502&>
15. <http://xn--80ae1av6d.xn--p1ai/datchiki-vibracii-uskoreniya-vd>
16. http://www.metran.ru/netcat_files/973/941/Metran_150.pdf
17. http://ingazteh.ru/opisanie/zadvizhki-shibernie-63-150_OTT/
18. <http://www.tomzel.ru/ru/catalog/?idc=1&iddt=4>
19. РД 153-39.4-087-01 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения»

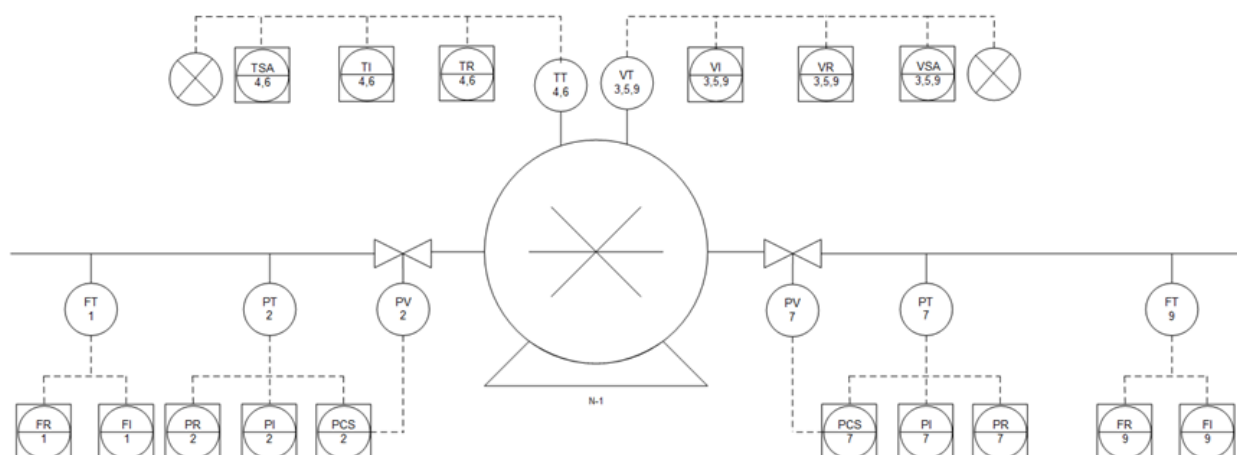
Приложение А



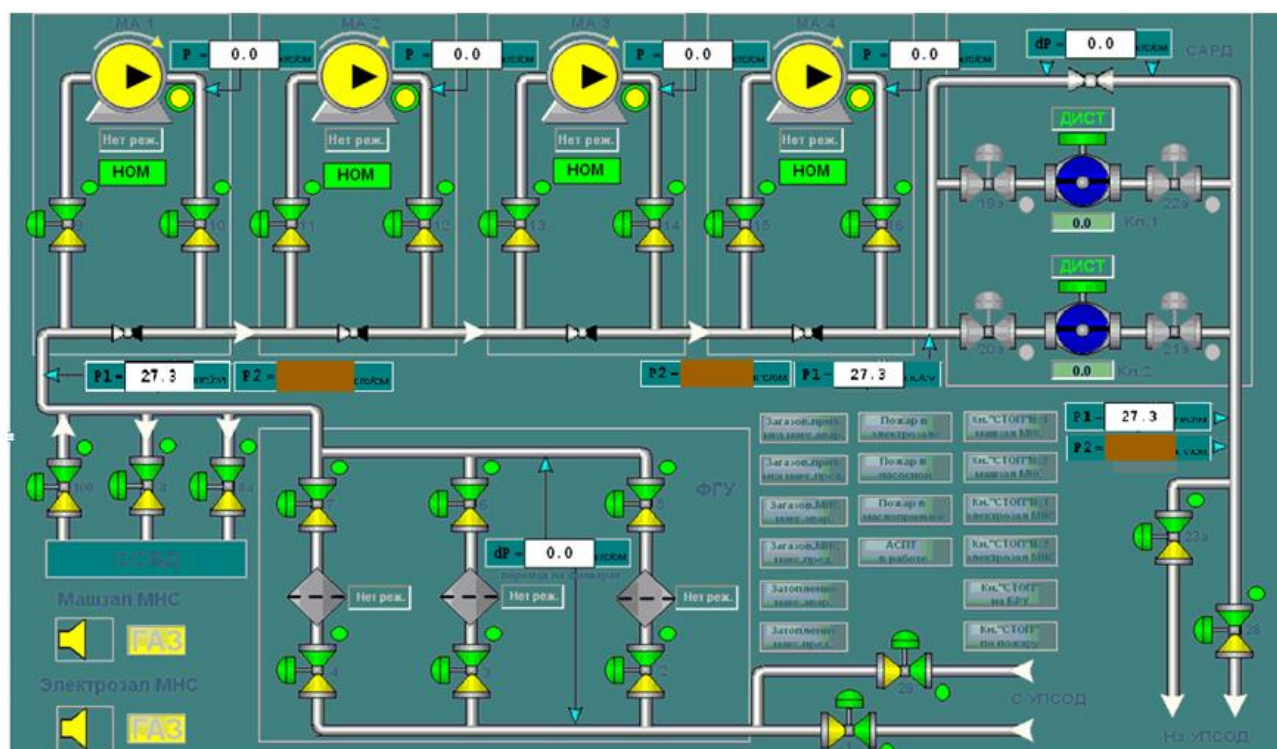
Приложение Б



Приложение В



Приложение Г



Приложение Д

Опросный лист для выбора датчиков давления Метран-150

* Поля, обязательные для заполнения!

| Общая информация | | |
|--|---|--|
| Предприятие *: | | Дата заполнения: |
| Контактное лицо *: | | Тел. / факс *: |
| Адрес *: | | E-mail: |
| Опросный лист № | Позиция по проекту: | Количество *: |
| Параметр | | |
| Измеряемый параметр * | <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div>Избыточное давление <input type="checkbox"/></div> <div>Абсолютное давление <input type="checkbox"/></div> <div>Перепад давления <input type="checkbox"/></div> <div>Разрежение <input type="checkbox"/></div> <div>Давление-Разрежение <input type="checkbox"/></div> </div> | |
| Измеряемая среда | | |
| Диапазон измерения (шкала прибора) * от до | | |
| Требуемая основная приведенная погрешность измерения | | |
| Температура окружающей среды от до °C | | |
| Температура измеряемой среды от до °C | | |
| Рабочее избыточное давление (для датчиков перепада давления) * | | |
| Требования к датчику | | |
| Выходной сигнал * | <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div><input type="checkbox"/> 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола</div> <div><input type="checkbox"/> 0-5 мА</div> <div><input type="checkbox"/> обратный: <input type="checkbox"/> 20-4 мА <input type="checkbox"/> 5-0 мА</div> <div><input type="checkbox"/> квадратный корень (только для датчиков перепада давления)</div> </div> | |
| Резьбовое соединение с технологическим процессом: | <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div><input type="checkbox"/> M20x1,5 <input type="checkbox"/> ниппель с накидной гайкой</div> <div><input type="checkbox"/> K 1/2" <input type="checkbox"/> наружная резьба</div> <div><input type="checkbox"/> K 1/4" <input type="checkbox"/> внутренняя резьба</div> <div><input type="checkbox"/> 1/2"-14 NPT</div> <div><input type="checkbox"/> 1/4"-18 NPT</div> </div> | |
| Электрическое подключение | <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div><input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ14, розетка 2РМ14)</div> <div><input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ22, розетка 2РМ22)</div> <div><input type="checkbox"/> штепсельный разъем DIN</div> <div>Кабельный ввод:</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div><input type="checkbox"/> полиамид <input type="checkbox"/> нержавеющая сталь <input type="checkbox"/> не требуется</div> <div><input type="checkbox"/> никелированная латунь <input type="checkbox"/> небронированный кабель</div> <div><input type="checkbox"/> бронированный кабель</div> </div> </div> | |
| Требования к исполнению датчика | | |
| Исполнение по взрывозащите | <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div><input type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Ex d) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Ex i a)</div> <div><input type="checkbox"/> общепромышленное</div> </div> | |
| Дополнительные опции | | |
| <input type="checkbox"/> встроенный ЖК-индикатор <input type="checkbox"/> кронштейн для крепления датчика на трубе ш50 мм <input type="checkbox"/> кронштейн для установки датчика на плоской поверхности <input type="checkbox"/> в сборе с клапанным блоком | <input type="checkbox"/> Клапанный блок <input type="checkbox"/> Ду50 | Серия Количество вентилей <input type="checkbox"/> Кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ф50 мм <input type="checkbox"/> Ду80 |
| Поставка датчика с фланцами уровня (ГОСТ 12815, исп. 2), материал – нерж. сталь | | |
| Примечания: | | |

Опросный лист для исполнительного устройства

| | | | | | | |
|-------------------------|---|--|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|---------------|
| 1 | Позиция и процесс, на котором установлен клапан:трубопоршневая установка | | | | | |
| 2 | Количество | | | | | 1 |
| 1. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ | | | | | | |
| 3 | Температура окружающей среды (°C) | | | | | -40..+40 |
| 4 | Регулируемая среда | <input checked="" type="checkbox"/> жид. | <input type="checkbox"/> газ | <input type="checkbox"/> газ-жид. | <input type="checkbox"/> пар | жидкость |
| 5 | Диаметр трубопровода (мм) | | | | | 200 |
| 6 | Материал трубопровода | | | | | Сталь 20 |
| 7 | Плотность при нормальных условиях <input type="checkbox"/> г/см³ <input checked="" type="checkbox"/> кг/м³ | | | | | 800 |
| 9 | Давление насыщения при максимальной рабочей температуре среды на входе (для жидкости) <input checked="" type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> атм | | | | | 10 |
| 10 | Температура на входе макс / норм / мин (°C) | | | | | макс. н. мин. |
| | | | | | | 40 25 -40 |
| 11 | Расход макс / норм / мин <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> м³/ч <input type="checkbox"/> нм³/ч | | | | | макс. н. мин. |
| | | | | | | 48 320 110 |
| 12 | Давление на входе <input checked="" type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> абс <input type="checkbox"/> изб (при макс / норм / мин. расходе) <input type="checkbox"/> атм | | | | | макс. н. мин. |
| | | | | | | 16 6 1.6 |

| | | | | | |
|--|--|---|---|---|----------|
| 13 | Давление на выходе <input type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> абс <input type="checkbox"/> (при макс / норм / мин. расходе) <input type="checkbox"/> атм изб | | ма кс. | но рм. | ми н. |
| | | | 10 | 4 | 1 |
| 2. КОНСТРУКЦИЯ КЛАПАНА | | | | | |
| 16 | Тип клапана (регулирующий; регулирующие-отсечной; отсечной) | | регулирующий | | |
| 18 | Материал корпуса (углерод. сталь; 12X18H10T / 9Тл; 10X17H13M2T; специальный или др.) | | Сталь 20 | | |
| 19 | Пропускная характеристика (линейная; равнопроцентная) | <input checked="" type="checkbox"/> линейн. | <input type="checkbox"/> равно пр. | | |
| 21 | Давление питания (кг/см ²), не менее | | 2-2,5 атм | | |
| 22 | Положение привода при увеличении сигнала или отключении питания (НО; НЗ) | | <input checked="" type="checkbox"/> НО | <input type="checkbox"/> НЗ | |
| 23 | Тип привода (пневматический / ручной/электрический) | <input type="checkbox"/> пневм. | <input type="checkbox"/> ручн ой | <input checked="" type="checkbox"/> элект р. | |
| 24 | Время полного хода (сек), не более | | 15 | | |
| 3. КОМПЛЕКТАЦИЯ КЛАПАНА | | | | | |
| Все комплектующие устанавливаются на клапан и регулируются совместно с клапаном. | | | | | |
| 27 | Ответные фланцы с крепежом | | | | |
| 28 | Материал ответных фланцев | | | | |
| КЛАПАН С ПНЕВМОПРИВОДОМ | | | | | |
| | Тип позиционера | <input type="checkbox"/> пневматич. | <input checked="" type="checkbox"/> эл. пневматич. | <input type="checkbox"/> интелле кт-й | |
| | Диапазон сигнала (0,2 - 1,0 кг/см ² ; 0-5мА, 4-20 мА или др.) | | | | |

| | | | |
|---------------------------------|--|------------------------------------|---------------------------------|
| | Управляющий электромагнитный клапан / вид взрывозащиты (только для отсечных, регулирующие-отсечных клапанов) | <input type="checkbox"/> =24 В | <input type="checkbox"/> ~220 В |
| КЛАПАН С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ | | | |
| | питание: <input checked="" type="checkbox"/> ~220В <input type="checkbox"/> ~380В <input type="checkbox"/> =24В | управление (4-20мА или др.) | взрывозащита: |
| | конечные выключатели | сигнал о положении | доп. требования: |

Опросный лист для выбора микроконтроллера

| | |
|---|--------------------------|
| Наименование системы (объекта управления) | |
| Назначение контроллера | Непрерывное управление |
| Число сигналов ввода | 16 |
| Число сигналов вывода | 16 |
| Число и тип коммуникационных портов | RS 485 до 15 м |
| Поддерживаемые коммуникационные протоколы | Modbus, Ethernet. |
| Условия размещения контроллера | в отапливаемом помещении |
| Защитный кожух | да |
| Внешний жидкокристаллический дисплей | не требуется |
| Напряжение питания на объекте | 220 В переменного тока |